

УДК 553.98/615.2/(985)

DOI 10.31087/0016-7894-2022-4-73-97

## Количественный прогноз нефтегазоносности региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской нефтегазоносных областей сибирского сектора Арктики

© 2022 г. | Г.Г. Шемин<sup>1</sup>, П.А. Глазырин<sup>1,2</sup>, А.Г. Вахромеев<sup>3</sup>, О.И. Бостриков<sup>4</sup>, Е.В. Деев<sup>1,2</sup>, М.Ю. Смирнов<sup>5</sup>, В.И. Москвин<sup>1,2</sup><sup>1</sup>ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; SheminGG@ipgg.sbras.ru, deeev@ngs.ru, MoskviniVI@ipgg.sbras.ru;<sup>2</sup>ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет», Новосибирск, Россия; glazyrinpa@ipgg.sbras.ru;<sup>3</sup>ФГБУН Институт земной коры СО РАН, Иркутск, Россия; andrey\_igp@mail.ru;<sup>4</sup>ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт имени А.П. Карпинского», Санкт-Петербург, Россия; Oleg\_Bostrikov@vsegei.ru;<sup>5</sup>ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; smirnov@vnigni.ru

Поступила 18.06.2021 г.

Доработана 20.05.2022 г.

Принята к печати 30.06.2022 г.

**Ключевые слова:** резервуар; критерии нефтегазоносности; количественная оценка; газ; конденсат; запасы и ресурсы УВ; Енисей-Хатангская нефтегазоносная область и восточная часть Гыданской.

**Аннотация:** В статье приведены результаты количественного прогноза нефтегазоносности оксфордского, батского и аален-байосского региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской нефтегазоносных областей на основе ранее разработанных и опубликованных авторами статьи моделей строения, а также реконструированных условий формирования каждого из отмеченных резервуаров и их составных частей — проницаемых комплексов и флюидоупоров. Изложены тектонические, литолого-фациальные и геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности резервуаров. Рассмотрены методика и результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров с картами перспектив нефтегазоносности каждого резервуара. Приведена структура ресурсов углеводородов: распределение начальных суммарных ресурсов углеводородов по фазовому составу, категориям ресурсов и запасов, региональным резервуарам и нефтегазоносным областям.

Для цитирования: Шемин Г.Г., Глазырин П.А., Вахромеев А.Г., Бостриков О.И., Деев Е.В., Смирнов М.Ю., Москвин В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской нефтегазоносных областей сибирского сектора Арктики // Геология нефти и газа. – 2022. – № 4. – С. 73–97. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-73-97.

Финансирование: Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0009.

## Regional Middle-Upper Jurassic reservoirs in the Yenisei-Khatanga and neighbouring Gydan petroleum areas within the Siberian sector of Arctic: quantitative prediction of oil and gas occurrence

© 2022 | G.G. Shemin<sup>1</sup>, P.A. Glazyrin<sup>1,2</sup>, A.G. Vakhromeev<sup>3</sup>, O.I. Bostrikov<sup>4</sup>, E.V. Deev<sup>1,2</sup>, M.Yu. Smirnov<sup>5</sup>, V.I. Moskvini<sup>1,2</sup><sup>1</sup>The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; SheminGG@ipgg.sbras.ru, deeev@ngs.ru, MoskviniVI@ipgg.sbras.ru;<sup>2</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; glazyrinpa@ipgg.sbras.ru;<sup>3</sup>Institute of the Earth's crust, Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia; andrey\_igp@mail.ru;<sup>4</sup>A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI), Saint-Petersburg, Russia; Oleg\_Bostrikov@vsegei.ru;<sup>5</sup>All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; smirnov@vnigni.ru

Received 18.06.2021

Revised 20.05.2022

Accepted for publication 30.06.2022

**Key words:** reservoir; criteria of oil and gas occurrence; quantitative estimation; gas; condensate; HC reserves and resources; Yenisei-Khatanga and eastern part of Gydan Petroleum Area.

**Abstract:** The authors present the results of oil and gas occurrence quantitative prediction for the Upper-Middle Jurassic Oxfordian, Bathonian, and Aalenian-Bajocian regional reservoirs in the Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan petroleum areas. The work is based on structural model previously developed and published by the authors, as well

as reconstructed settings of each mentioned reservoir formation together with their constituents (permeable sequences and impermeables). Tectonic, lithofacies, and geochemical criteria of reservoir petroleum potential assessment are discussed. Methodology and results of quantitative estimation of regional reservoir petroleum potential accompanied by the petroleum potential maps for each reservoir are considered. Structure of HC resources is presented, namely: distribution of total initial HC reserves in accordance with fluid content, resources and reserves category, regional reservoirs, and oil and gas bearing areas.

*For citation: Shemin G.G., Glazyrin P.A., Vakhromeev A.G., Bostrikov O.I., Deev E.V., Smirnov M.Yu., Moskvina V.I. Regional Middle-Upper Jurassic reservoirs in the Yenisei-Khatanga and neighbouring Gydan petroleum areas within the Siberian sector of Arctic: quantitative prediction of oil and gas occurrence. *Geologiya nefiti i gaza*. 2022;(4):73–97. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-4-73-97. In Russ.*

*Funding: The work is performed within the framework of Russian Foundation for Basic Research № FWZZ-2022-0009.*

## Введение

Исследуемый район является составной частью арктического сектора Российской Федерации, на территории которого прогнозируются громадные ресурсы УВ-сырья. Административно он полностью входит в состав Таймырского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных соответственно в Красноярском крае и Тюменской области. В тектоническом отношении регион включает Енисей-Хатангский прогиб и смежную территорию Западно-Сибирской геосинеклизы, согласно нефтегазгеологическому районированию — Енисей-Хатангскую и смежную территорию Гыданской нефтегазоносных областей (НГО).

Несмотря на длительную историю проведения нефтегазопромысловых работ, его изученность сейсморазведкой и особенно глубоким бурением до настоящего времени остается низкой. На огромной территории региона (около 400 тыс. км<sup>2</sup>) за всю (почти 80-летнюю) историю изучения объем выполненных сейсморазведочных работ составляет около 130 тыс. км, бурения — 320 тыс. м (116 глубоких скважин, вскрывших юрские отложения).

В результате проведенных нефтегазопромысловых работ на территории региона открыто около 50 месторождений газа и нефти, большинство из которых выявлено в неокомском комплексе и лишь 7 — в юрском.

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности исследуемого региона, в том числе и средне-верхнеюрских отложений, началась в 1970-е гг. В последующие годы она проводилась регулярно (1 раз в 5 лет). Последняя из них была осуществлена в 2012 г. При ее выполнении традиционно оценивалось 3 крупных комплекса юрских отложений: нижнеюрский, среднеюрский и верхнеюрский.

Целью описанных в статье исследований являлось уточнение количественной оценки перспектив нефтегазоносности средне-верхнеюрских отложений рассматриваемого региона на уровне региональных резервуаров с использованием более достоверного метода оценки на базе ранее подготовленной и опубликованной авторами статьи обширной и разнообразной исходной геологической информации [1]. Для достижения этой цели необходимо было решить следующие задачи:

– разработать тектонические, литолого-фациальные и геохимические критерии прогноза нефтегазоносности резервуаров нефти и газа;

– адаптировать методiku количественного прогноза нефтегазоносности применительно к рассматриваемым средне-верхнеюрским отложениям исследуемого региона;

– выполнить количественную оценку перспектив нефтегазоносности оксфордского, батского и аален-байосского региональных резервуаров с построением карт перспектив нефтегазоносности каждого из них и характеристикой структуры резервуаров УВ.

В качестве исходной геологической информации для количественной оценки перспектив нефтегазоносности отмеченных резервуаров были использованы следующие карты: структурные по кровле проницаемых комплексов резервуаров; толщин и вещественного состава проницаемых комплексов резервуаров; палеогеографические, построенные для проницаемых комплексов и флюидоупоров каждого резервуара; прогноза толщин коллекторов и оценки качества флюидоупоров, а также генерации газообразных УВ и катагенетической преобразованности ОВ нефтематеринских отложений лайдинской, леонтьевской свиты и верхнесиговской подсвиты [1].

Рассматриваемые средне-верхнеюрские отложения в пределах исследуемого региона в нефтегазоносном отношении обычно делятся на 6 подразделений: вымский, малышевский, сиговский проницаемые комплексы и леонтьевский, точинский, дерябинский флюидоупоры [2]; вымская, малышевская, сиговская свиты, содержащие пласты-коллекторы, и перекрывающие их леонтьевская региональная покрывка, гольчихинский региональный флюидоупор, точинская региональная покрывка [3]; вымский, малышевский, сиговский региональные коллекторы и леонтьевская, гольчихинская, яновстанская покрывки [4]. Таким образом, из 6 подразделений 3 содержат коллекторы, а 3 представлены преимущественно глинистыми породами, являющимися флюидоупорами. Поэтому в разрезе средне-верхнеюрских отложений исследуемого региона, как и в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, которая является его составной частью, авторы статьи выделили 3 регио-

нальных резервуара: аален-байосский, батский и оксфордский, каждый из которых представлен соответственно вымским, мальшевским, нижнесиговским проницаемыми комплексами и леонтьевским, верхнеюрско-келловейским, верхнесиговско-яновстанским флюидоупорами [1].

Под резервуаром нефти и газа понимается совокупность смежных комплексов — экранирующего (сверху) и проницаемого (снизу), в которых возможны миграция, аккумуляция и консервация УВ. Экранирующий комплекс обычно называется флюидоупором [5].

### Критерии оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров

При количественной оценке перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений исследуемого региона использовались результаты анализа тектонических, литолого-фациальных и геохимических критериев.

*Тектонические критерии* оценки перспектив нефтегазоносности рассмотрены в работах многих известных ученых: И.С. Брода, Н.А. Еременко [6], Л. Леворсена [7] и др. При оценке перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений исследуемого региона в качестве тектонических критериев использовались их структурные планы и отчасти интенсивность проявления дизъюнктивной тектоники. Как известно, наиболее благоприятными для накопления УВ (при прочих равных условиях) являются ловушки, расположенные в наиболее приподнятых участках крупных положительных структур. В пределах рассматриваемого региона к подобным структурам относятся следующие положительные структуры II порядка: Владимирский, Балахнинский, Волочанский, Малохетский, Среднемессояхский, Юрхаровский, Тазовский и Ванкоро-Тагульский мезовалы, а также склоны северо-восточной части Мессояхской, Балахнинско-Рассохинской гряд и Внутренней, Южно-Таймырской седловин (рис. 1).

Склоны Балахнинско-Рассохинской гряды и Мессояхской мегагряды, а также Янгодо-Горбитского и Гыданского мегавыступов относятся к перспективным землям. В них прогнозируются благоприятные условия для накопления УВ в ловушках. Южно-Таймырская мегамоноклиза Внутренней области прогиба и Предтаймырская, Северо-Сибирская, Предъенисейская мегамоноклизы Внешнего пояса составляют среднеперспективные земли, где прогнозируются менее благоприятные условия для накопления залежей УВ.

Борта крупнейших отрицательных структур: Большехетской, Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклиз, Енисей-Хатангского мегажелоба и Эджанского, Боганидско-Жданихинского, Беловского-Агапского желобов характеризуются малоблагоприятными структурными условиями для аккумуляции УВ в ловушках, а их днища — еще менее благоприятными.

Влияние дизъюнктивных нарушений на перспективы нефтегазоносности резервуаров нефти и газа обычно обусловлено следующим:

- в участках проявления дизъюнктивных нарушений часто возникают тектонически экранированные залежи;

- трещиноватость пород, обычно сопровождающая дизъюнктивные нарушения, улучшает их фильтрационно-емкостные свойства;

- в зонах проявления достаточно интенсивной дизъюнктивной тектоники могут разрушаться сформированные залежи УВ за счет ухудшения качества флюидоупоров и замещения интервалов разреза коллекторов на непроницаемые отложения. На Балахнинском месторождении исследуемого региона за счет проявления дизъюнктивной тектоники отмечается частичное разрушение газовой залежи.

Приведенные виды влияния дизъюнктивной тектоники на перспективы нефтегазоносности в значительной мере зависят от кинематической характеристики разломов (формировались ли они в обстановке растяжения или сжатия). Специальные исследования этого аспекта дизъюнктивной тектоники в пределах рассматриваемого региона не осуществлялись из-за низкой степени его изученности.

Приведенные выше материалы свидетельствуют о том, что дизъюнктивные нарушения влияют на перспективы нефтегазоносности как положительно (увеличивают фильтрационно-емкостные свойства пород, образуют многопластовые месторождения), так и отрицательно (разрушают залежи УВ). Учитывая это обстоятельство и неоднозначность выделения разрывных нарушений на исследуемой территории, авторы статьи выполнили предварительную оценку их влияния на перспективы нефтегазоносности юрских отложений. При этом они руководствовались следующим принципом — повышенными перспективами оценивались те участки, в которых дизъюнктивные нарушения проявились наименее интенсивно.

*Литолого-фациальные критерии прогноза нефтегазоносности региональных резервуаров* средне-верхнеюрских отложений базируются на оценке качества их составных частей — флюидоупоров и проницаемых комплексов.

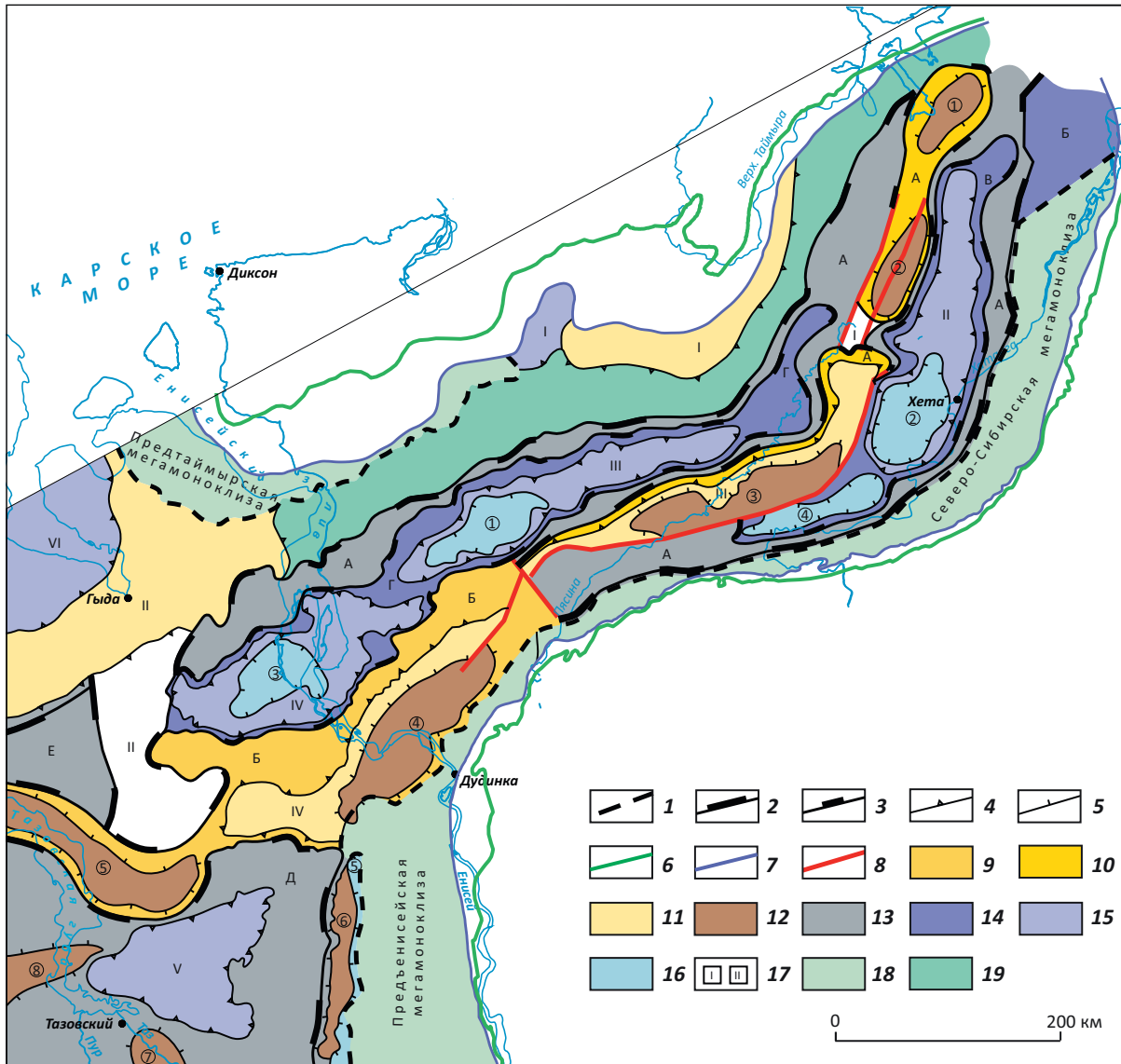
Флюидоупоры резервуаров исследуемого региона: верхнесиговский, леонтьевский и лайдинский имеют глинистый состав. При оценке состава отложений наиболее часто анализируются их гранулометрический и литолого-минеральный состав, толщины, фильтрационно-емкостные свойства песчаных прослоев и трещиноватость пород<sup>1</sup> [9]. Флюидоупоры рассматриваемого региона характеризуются весьма низкой степенью изученности.

<sup>1</sup>Сахибгареев Р.С. Минералогия глин продуктивных отложений Сургутского нефтегазоносного района (Западной Сибири): автореф. дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. — М., 1968. — 25 с.



**Рис. 1.** Тектоническая карта Енисей-Хатангского регионального прогиба и смежной территории Западно-Сибирской геосинеклизы [8]

**Fig. 1.** Tectonic map of the Yenisei-Khatanga regional trough and neighbouring West Siberian geosyncline [8]



**Границы (1–7):** 1 — Внешнего пояса, 2 — надпорядковых структур, 3 — структур 0 порядка, 4 — структур I порядка, 5 — структур II порядка, 6 — распространения мезозой-кайнозойских отложений осадочного чехла, 7 — распространения юрских отложений; 8 — разломы; **положительные структуры (9–12):** 9 — надпорядковые, 10 — 0 порядка, 11 — I порядка, 12 — II порядка; **отрицательные структуры (13–16):** 13 — надпорядковые, 14 — 0 порядка, 15 — I порядка, 16 — II порядка; 17 — седловины и мегаседловины (I — Внутренняя седловина, II — Танамловыны (I — Внутренняя седловина, II — Танамловыны); 18 — мегамоноклизы Внешнего пояса; 19 — Южно-Таймырская мегамоноклиза Внутренней области.

**Положительные тектонические элементы:** надпорядковые структуры и структуры 0 порядка: А — Балахнинско-Рассохинская наклонная гряда, Б — Мессояхская наклонная гряда; структуры I порядка: I — Янгодо-Горбитский мегавыступ, II — Гыданский мегавыступ, III — Рассохинский наклонный мегавыступ, IV — Усть-Портовский мегавыступ; структуры II порядка: 1 — Владимирский мезовал, 2 — Балахнинский наклонный мезовал, 3 — Волочанский наклонный мезовал, 4 — Малохетский мезовал, 5 — Среднемессояхский мезовал, 6 — Ванкоро-Тагульский наклонный мезовал, 7 — Тазовский мезовал, 8 — Юрхаровский мезовал.

**Отрицательные тектонические элементы:** надпорядковые структуры и структуры 0 порядка: А — Енисей-Хатангский наклонный мегажелоб, Б — Эджанский наклонный желоб, В — Боганидско-Жданихинский наклонный желоб, Г — Беловско-Агапский наклонный желоб, Д — Большехетская мегасинеклиза, Е — Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза; структуры I порядка: I — Пясинский мегаврез, II — Хетский наклонный мегаврез, III — Агапский мегаврез, IV — Беловская мегавпадина, V — Северо-Тазовская мегавпадина, VI — Среднегыданский мегаврез; структуры II порядка: 1 — Агапский мезопрогиб, 2 — Рассомашья мезовпадина, 3 — Южно-Беловская мезовпадина, 4 — Романихинский наклонный мезопрогиб, 5 — Долганско-Лодочный наклонный мезопрогиб.

**Примечание.** На тектонической карте авторы статьи привели новую легенду контуров пликативных структур; показаны только крупные структуры.

Усл. обозн. к рис. 1, окончание

Legend for Fig. 1, end.

**Boundaries (1–7):** 1 — the Outer belt, 2 — super-order structures, 3 — 0-th order structures, 4 — 1-st order structures, 5 — II-nd order structures, 6 — extent of the Mesozoic-Cenozoic deposits of sedimentary cover, 7 — extent of the Jurassic deposits; 8 — faults; **positive structures (9–12):** 9 — super-order, 10 — 0-th order, 11 — 1-st order, 12 — II-nd order; **negative structures (13–16):** 13 — super-order, 14 — 0-th order, 15 — 1-st order, 16 — II-nd order; 17 — saddles and mega-saddles (I — Inner Saddle, II — Tanamsky Megasaddle); 18 — mega-monoclines of the Outer belt; 19 — South-Taimyr mega-monocline of the Inner area.

**Positive tectonic elements: super-order structures and 0-th order structures:** А — Balakhninsky-Rassokhinsky tilted ridge, Б — Messoyakhsky tilted ridge; *1-st order structures:* I — Yangodo-Gorbitsky mega-uplift, II — Gydansky mega-uplift, III — Rassokhinsky tilted mega-uplift, IV — Ust'-Portovskiy mega-uplift; *II-nd order structures:* 1 — Vladimirsky meso-swell, 2 — Balakhninsky tilted meso-swell, 3 — Volochansky tilted meso-swell, 4 — Malokhetskyy meso-swell, 5 — Srednemesoyakhsky meso-swell, 6 — Vankoro-Tagul'sky tilted meso-swell, 7 — Tazovskyy meso-swell, 8 — Yurkharovskyy meso-swell.

**Negative tectonic elements: super-order structures and 0-th order structures:** А — Yenisei-Khatanga tilted mega-trench, Б — Edzhansky tilted trench, В — Boganidsky-Zhdanikhinsky tilted trench, Г — Belovskyy-Agapsky tilted trench, Д — Bol'shekhetskyy megasyneclise, Е — Antipayutinsky-Tadebeyakhinsky megasyneclise; *1-st order structures:* I — Pyasinsky mega-incision, II — Khetskyy tilted mega-trough, III — Agapsky mega-trough, IV — Belovskyy mega-depression, V — North Tazovskyy mega-depression, VI — Srednegydansky mega-incision; *II-nd order structures:* 1 — Agapsky meso-trough, 2 — Rassomash'ya meso-depression, 3 — South Belovskyy meso-depression, 4 — Romanikhinskyy tilted meso-trough, 5 — Dolganskyy-Lodochny tilted meso-trough.

*Note.* On the tectonic map, the authors of the paper give the new legend for outlines of the folded structures; only large structures are shown.

Имеются лишь сведения об их толщине, процентном содержании песчаников и отчасти о фильтрационно-емкостных свойствах песчаных прослоев. Эти параметры были использованы при оценке качества отмеченных флюидоупоров. Для этих целей были построены карты толщин и литологических типов разрезов флюидоупоров, а также процентного содержания в них песчаников. Граничные значения показателей, по которым производилась оценка качества флюидоупоров, приведены в табл. 1. В качестве примера на рис. 2 дана оценка леонтьевского флюидоупора.

Оценка качества проницаемых комплексов обычно осуществляется путем анализа толщин коллекторов и их фильтрационно-емкостных свойств. Проницаемые комплексы рассматриваемых резервуаров характеризуются весьма сложным неоднородным строением и значительными фациальными изменениями по площади. В связи с весьма низкой степенью их изученности авторы статьи осуществили лишь предварительный прогноз только толщин коллекторов на базе имеющейся ограниченной по объему аналитической и промыслово-геофизической информации, выявленной раннее закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в зависимости от глубины их залегания [5], анализа вещественного состава проницаемых комплексов резервуаров и выполненных палеогеографических реконструкций. По отмеченным результатам исследований авторы статьи выделили четыре категории областей очагового распространения коллекторов в резервуарах: наибольших, средних, пониженных и низких толщин гранулярных коллекторов (рис. 3).

*Геохимические критерии прогноза нефтегазоносности резервуаров.* При оценке перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров юрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской нефтегазоносной области (НГО) в качестве геохимических критериев использовались результаты исследований нефтегазогенерационно-

го потенциала и катагенеза ОБ нефтематеринских отложений, которые представлены преимущественно глинистыми образованиями гольчихинской, леонтьевской и лайдинской свит. Масштабы нефтегазообразования и катагенеза ОБ этих отложений наиболее полно отражены в работах А.Н. Фомина [8], О.И. Бострикова и др. [10], А.П. Афанасенкова и др. [11] и многих других специалистов. Итоговыми результатами этих исследований явились схематические карты масштабов генерации газообразных УВ, а также катагенетической преобразованности ОБ вышеотмеченных нефтематеринских отложений. В качестве примера приведем отмеченный набор геохимических карт применительно к нефтематеринским отложениям батского регионального резервуара (рис. 4).

#### Методика оценки перспектив нефтегазоносности региональных резервуаров

При проведении количественной оценки перспектив нефтегазоносности оксфордского, батского и аален-байосского региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО использовалось последнее утвержденное в 2000 г. «Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России» [12]. Степень изученности этих отложений сейсморазведкой и бурением, а также выявленные промышленные залежи нефти и газа позволяют количественно оценить их перспективы нефтегазоносности геологическим способом по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади, который является составной частью метода геологических аналогий (МГА). Суть выбранного приема заключается в следующем. Это выделение хорошо изученных нефтегазоносных объектов, принимаемых за эталонные участки (ЭУ), и перенос установленных плотностей ресурсов УВ на прогнозируемые (расчетные) участки (РУ) за счет использования контролирующей перспективы



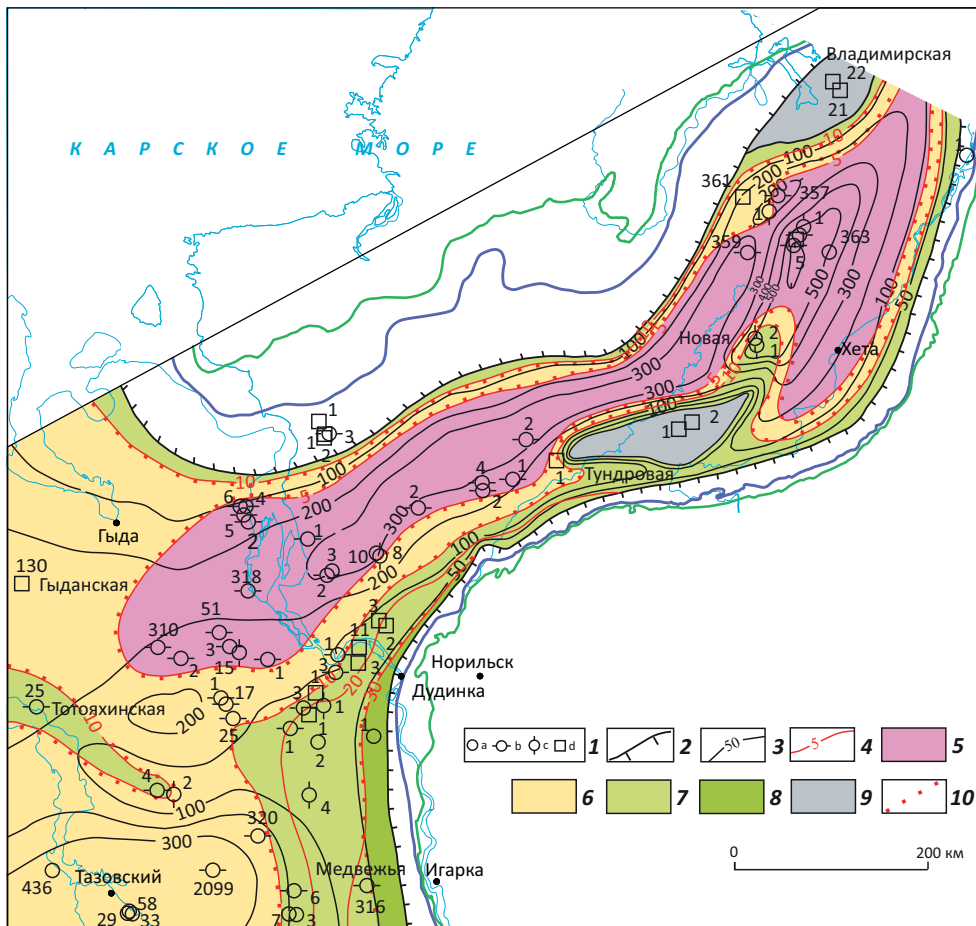
**Табл. 1.** Оценка качества флюидоупоров региональных резервуаров юрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО [5]

**Tab. 1.** Quality assessment of the impermeable beds of regional reservoirs within the Jurassic series of the Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan Petroleum Area [5]

Содержание прослоев песчаников в флюидоупоре, %	Качество флюидоупоров			
	высокое	среднее	пониженное	низкое
	толщина флюидоупоров			
<1	>15	10–15	5–10	<5
1–5	>30	15–30	5–15	<5
5–10		>30	15–30	<15

**Рис. 2.** Карта качества леонтьевского флюидоупора аален-байосского резервуара Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО

**Fig. 2.** Map of the Leontievsky impermeable bed of the Aalenian-Bajocian reservoir in the Yenisei-Khatanga and the eastern part of the Gydan Petroleum Area



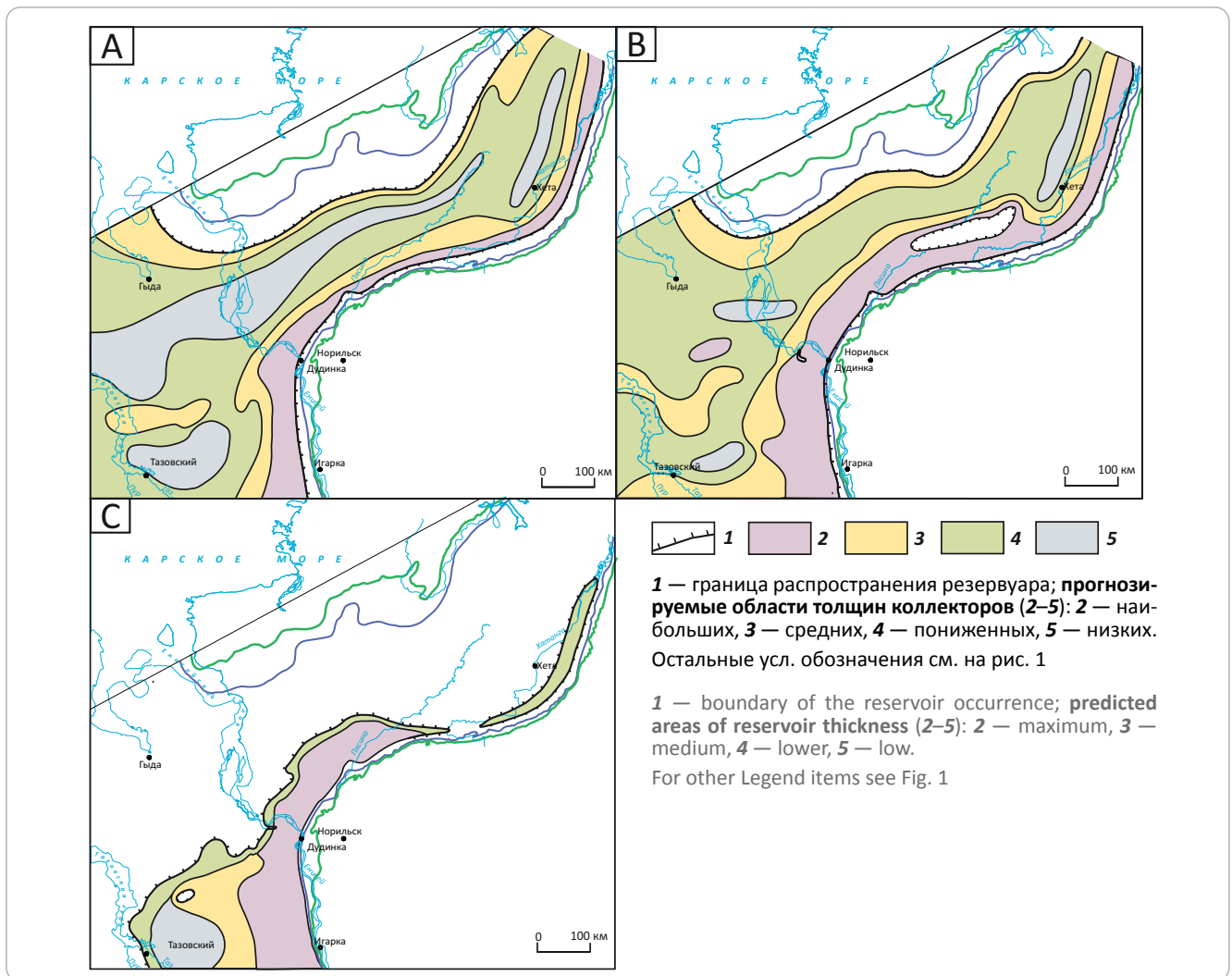
**1** — скважины, вскрывшие верхнеюрские (а), среднеюрские (b), нижнеюрские (c) и доюрские (d) отложения; **2** — границы распространения проницаемого комплекса регионального резервуара; **3** — изопахиты флюидоупора, м; **4** — изолинии содержания песчаников в флюидоупоре, %; **качество флюидоупора (5–8)**: **5** — высокое, **6** — среднее, **7** — пониженное, **8** — низкое; **9** — зоны отсутствия флюидоупора; **10** — границы зон с разным качеством флюидоупора.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

**1** — wells encountering the deposits: Upper Jurassic (a), Middle Jurassic (b), Lower Jurassic (c), and pre-Jurassic (d); **2** — boundaries of the permeable sequence occurrence within the regional reservoir; **3** — isopach of impermeable bed, m; **4** — contour line of sand content in impermeable bed, %; **quality of impermeables (5–8)**: **5** — high, **6** — medium, **7** — lower, **8** — low; **9** — zones of impermeable bed absence; **10** — boundaries of zones with differing quality of impermeable bed.

For other Legend items see Fig. 1

**Рис. 3.** Схема прогноза гранулярных коллекторов аален-байосского (А), батского (В) и оксфордского (С) региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО  
**Fig. 3.** Scheme of Aalenian-Bajocian (A), Bathonian (B), and Oxfordian (C) granular reservoir prediction in regional Middle-Upper Jurassic reservoirs in the Yenisei-Khatanga and eastern parts of the Gydan oil and gas bearing areas



нефтегазоносности тектонических, литологических и геохимических критериев.

Количественная оценка перспектив нефтегазоносности рассматриваемых резервуаров осуществлялась по следующей схеме. Сначала, в соответствии с утвержденными принципами и требованиями [12], были выделены и охарактеризованы ЭУ с подсчетом удельных плотностей начальных суммарных ресурсов УВ. Для количественной оценки перспектив нефтегазоносности средне-верхнеюрских отложений рассматриваемого региона выделено четыре таких участка. Для оценки перспектив нефтегазоносности оксфордского резервуара был выделен Тагульский ЭУ, батского — Зимний и Тазовский и аален-байосского — Балахнинский. Комплексная характеристика их приведена на рис. 5–8.

Далее, учитывая инструктивные требования, были выделены (по принципу схожести геологического строения) области, оцененные тем или иным ЭУ, которые затем разделялись на РУ [12]. При их

выделении использовался следующий набор нефтегазогеологических карт:

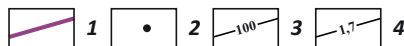
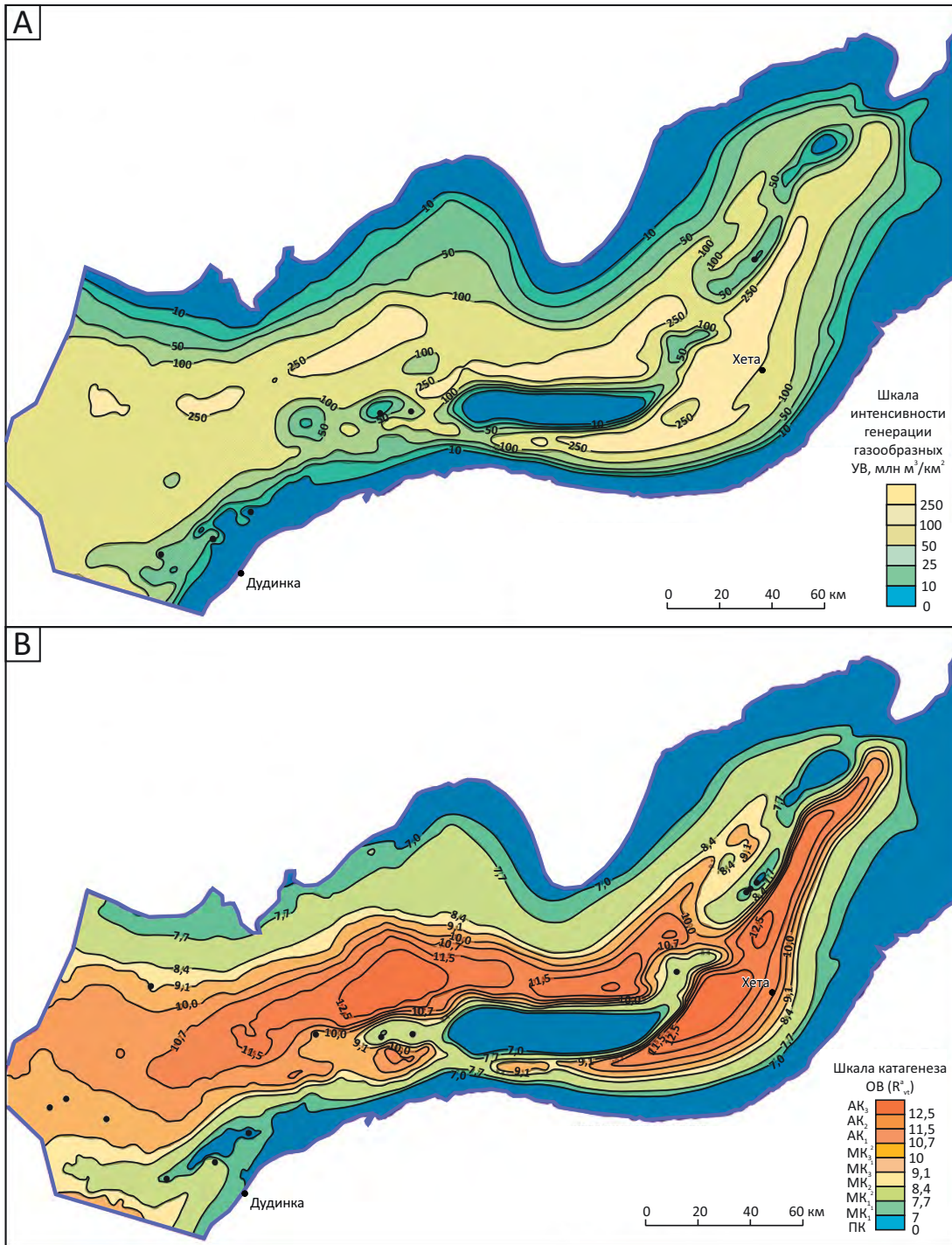
- тектоническая карта юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции;
- структурные карты по кровле проницаемых комплексов региональных резервуаров;
- карты толщин коллекторов проницаемых комплексов резервуаров;
- карты качества флюидоупоров;
- схематические карты нефтегазогенерационного потенциала нефтегазоматеринских пород каждого резервуара;
- схематические карты катагенеза ОВ нефтегазоматеринских пород каждого резервуара Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО.

Одна из схем ЭУ и РУ по количественной оценке перспектив нефтегазоносности Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО приведена на рис. 9.

DISCUSSIONS

**Рис. 4.** Схематические карты масштабов генерации газообразных УВ в отложениях лайдинского горизонта Енисей-Хатангского прогиба (А), катагенетической превращенности ОВ в отложениях леонтьевского горизонта Енисей-Хатангского прогиба (В) (составил О.И. Бостриков)

**Fig. 4.** Schematic maps of gaseous HC generation in the Laidinsky deposits of the Yenisei-Khatanga Trough (A), OM catagenetic transformation in the Leontievsky deposits of the Yenisei-Khatanga Trough (B) (created by O.I. Bostrikov)

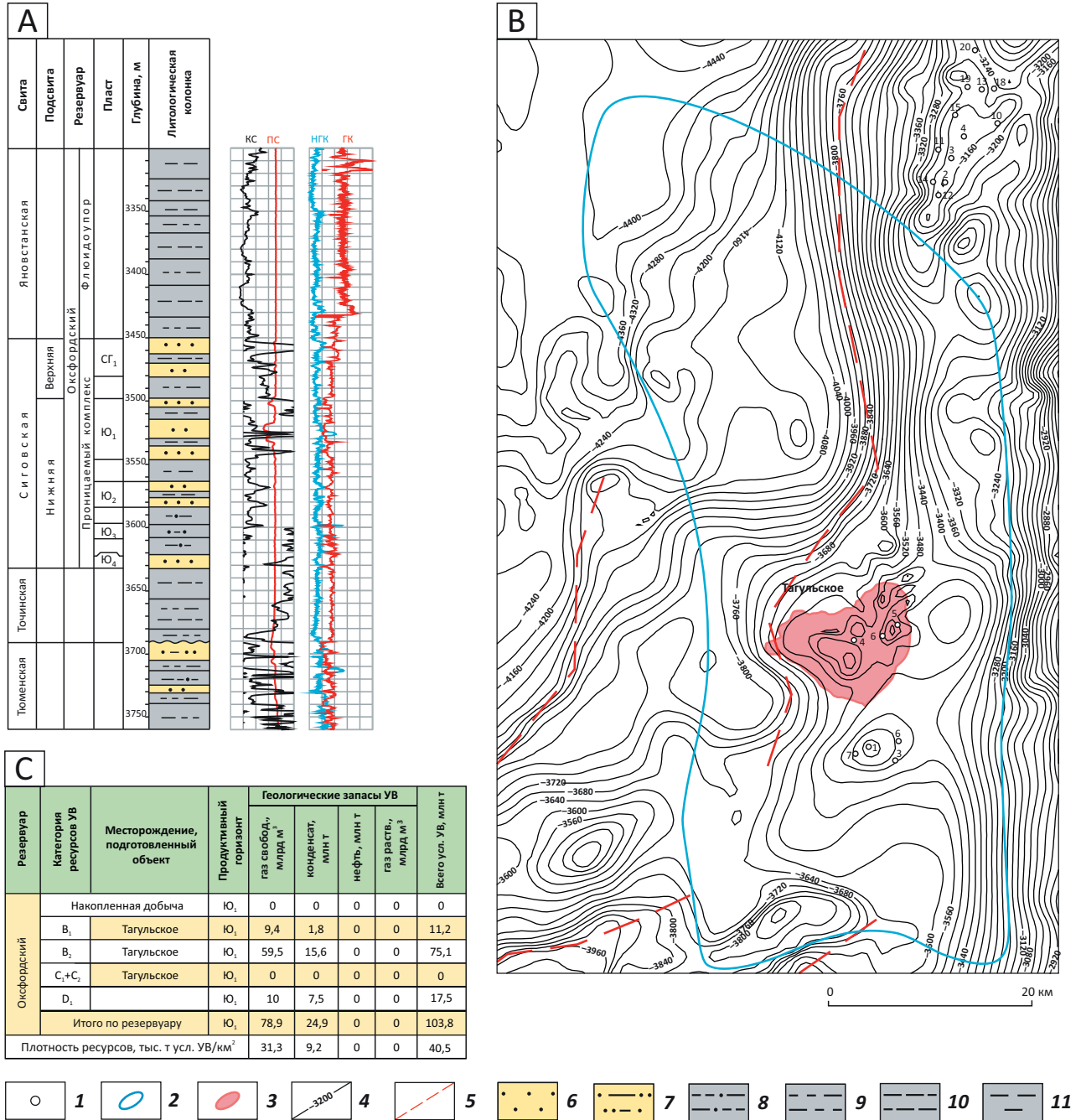


1 — границы распространения отложений; 2 — глубокие скважины с геохимической информацией; 3 — изолинии плотностей генерации газообразных УВ, млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>; 4 — изореспленды (R<sup>a</sup><sub>vt</sub>)

1 — boundaries of the deposits occurrence; 2 — deep wells with geochemical information; 3 — contour lines of gaseous HC generation density, mln m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>; 4 — isoresplend (R<sup>a</sup><sub>vt</sub>)



**Рис. 5.** Геологическое строение и основные параметры Тагульского ЭУ (оксфордский региональный резервуар, пласт Ю<sub>1</sub>)  
**Fig. 5.** Geological structure and main parameters of the Tagulsky Reference Site (Oxfordian regional reservoir, Ю<sub>1</sub> bed)



А — типовой разрез оксфордского резервуара (скв. Тагульская-8), В — структурное положение и нефтегазоносность ЭУ, С — начальные геологические запасы и ресурсы УВ Тагульского ЭУ.

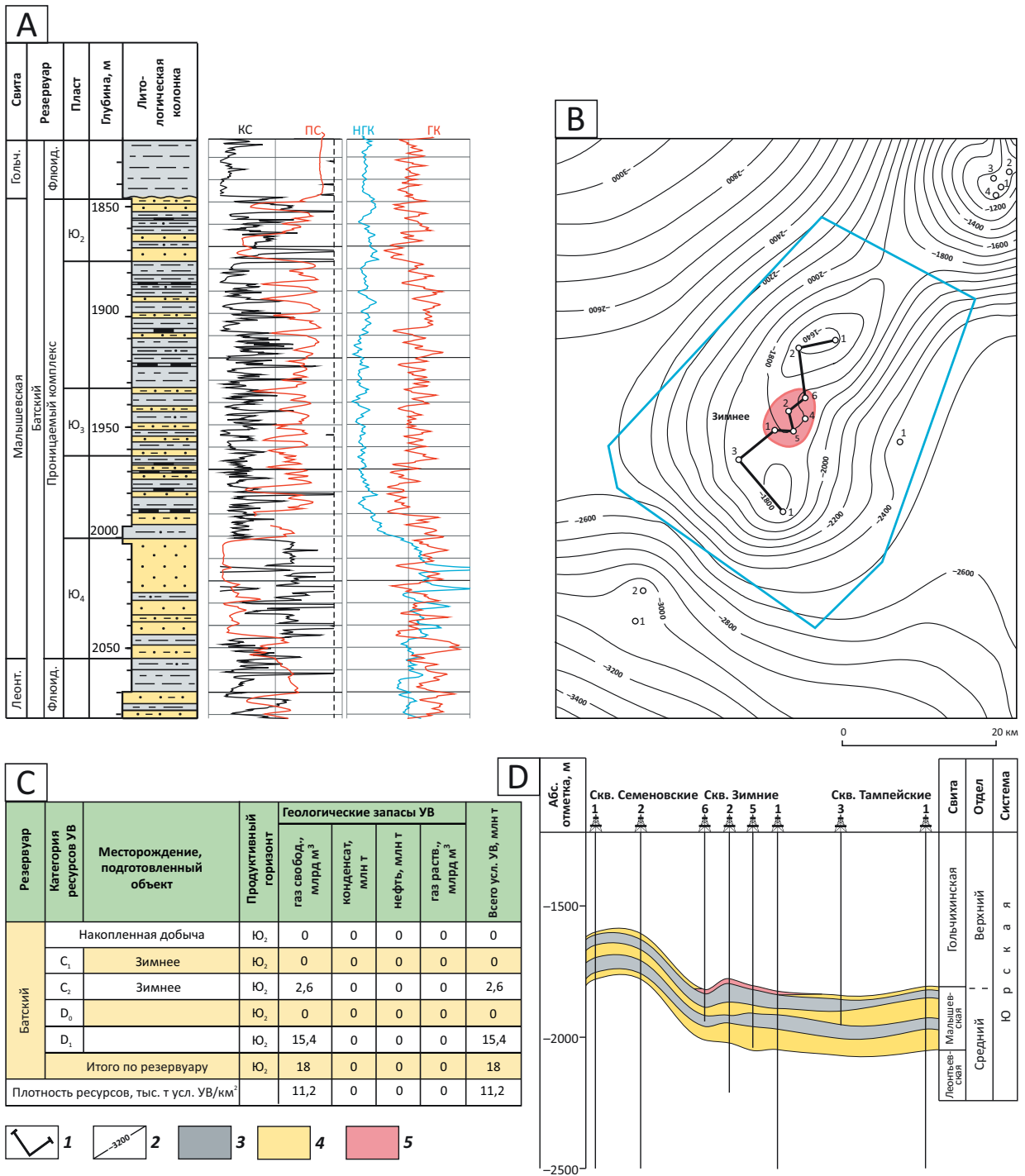
**1** — скважины; **2** — контур ЭУ; **3** — газовая залежь; **4** — изогипсы по кровле пласта Ю<sub>1</sub>, м; **5** — разрывные нарушения; **породы (6–11): 6** — песчаники, **7** — песчаники глинистые и алевроитистые, **8** — алевролиты глинистые и песчанистые, **9** — алевролиты глинистые, **10** — глины алевроитистые, **11** — глины (аргиллиты)

A — typical column of the Oxfordian reservoir (Tagulskaya-8 well), B — structural position and HC occurrence in the Reference Site, C — OOIP and HC resources of the Tagulsky Reference Site.

**1** — wells; **2** — Reference Site outline; **3** — gas accumulation; **4** — contour lines over Ю<sub>1</sub> Top, m; **5** — faults; **rocks (6–11): 6** — sandstone, **7** — argillaceous and silty sandstone, **8** — argillaceous and sandy siltstone, **9** — argillaceous siltstone, **10** — silty clay, **11** — clay (claystone)



**Рис. 6.** Геологическое строение и основные параметры Зимнего ЭУ (батский региональный резервуар, пласты Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub>)  
**Fig. 6.** Geological structure and main parameters of the Zimny Reference Site (Bathonian regional reservoir, Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub> beds)



А — типовой разрез батского резервуара (скв. Зимняя-1), В — структурное положение и нефтегазоносность ЭУ, С — начальные геологические запасы и ресурсы УВ Зимнего ЭУ, D — геологический разрез.

1 — линии геологического разреза; 2 — изогипсы по кровле пласта Ю<sub>2</sub>, м; 3 — породы флюидоупоров и межпластовых перемычек; 4 — непроницаемые алевролиты и песчаники; 5 — насыщение песчаных пластов газом.

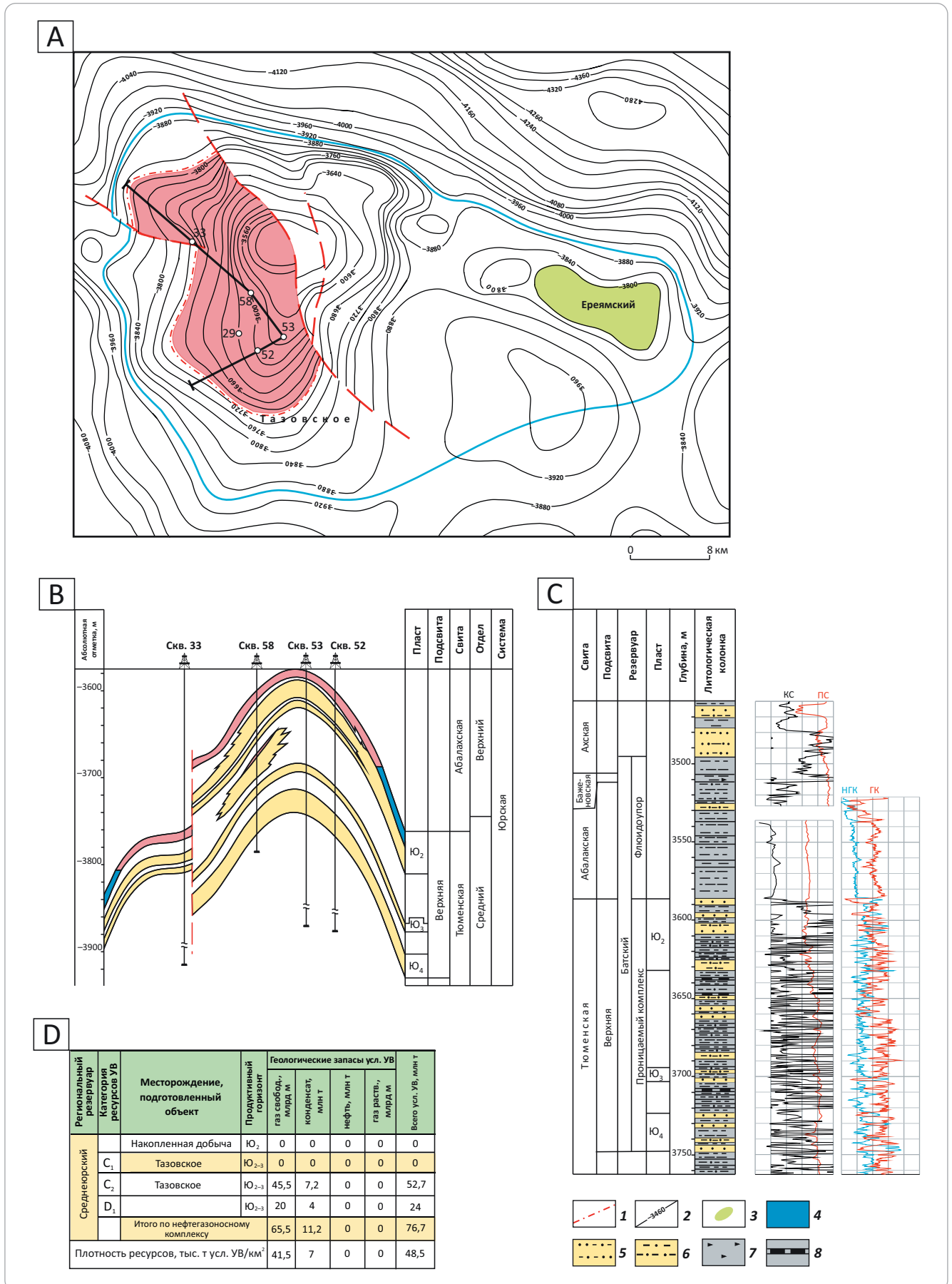
Остальные усл. обозначения см. на рис. 5

A — typical column of the Bathonian reservoir (Zimnyaya-1 well), B — structural position and HC occurrence in the Reference Site, C — OOIP and HC resources of the Zimny Reference Site, D — geological cross-section.

1 — lines of geological cross-section; 2 — structural contours over Ю<sub>2</sub> Top, m; 3 — rocks of impermeable beds and shale breaks; 4 — impermeable siltstone and sandstone; 5 — gas saturation of sandstone beds.

For other Legend items see Fig. 5

Рис. 7. Геологическое строение и основные параметры Тазовского ЭУ (батский региональный резервуар, пласт Ю<sub>2-3</sub>)  
 Fig. 7. Geological structure and main parameters of the Tazovsky Reference Site (Bathonian regional reservoir, Ю<sub>2-3</sub> bed)



Усл. обозн. к рис. 7

Legend for Fig. 7

A — структурное положение и нефтегазоносность ЭУ (Тазовское куполовидное поднятие), B — геологический разрез, C — типовой разрез батского резервуара (скв. Тазовская-53), D — начальные геологические запасы и ресурсы УВ Тазовского ЭУ.

1 — внешний контур газовой воды; 2 — изогипсы по кровле пласта Ю<sub>2-3</sub>, м; 3 — подготовленные объекты для постановки поисково-оценочных работ; 4 — насыщение песчаных пластов водой; породы (5–8): 5 — песчаники алевролитистые и алевритовые, 6 — алевролитопесчаники, 7 — аргиллиты высокоуглеродистые, 8 — углистые.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 5, 6

A — structural position and HC occurrence in the Reference Site (Tazovsky Dome), B — geological cross-section, C — typical column of the Bathonian reservoir (Tazovskaya-53 well), D — OOIP and HC resources of the Tazovsky Reference Site.

1 — outer outline of gas-water contact; 2 — structural contours over Ю<sub>2-3</sub> Top, m; 3 — objects prepared for exploration and appraisal; 4 — water saturation of sandstone beds; rocks (5–8): 5 — silty sandstone, 6 — silt-sandstone, 7 — high-carbon claystone, 8 — carbon-bearing.

For other Legend items see Fig. 5, 6

Затем осуществлялось сравнение контролирующей перспективы нефтегазоносности тектонических, литолого-фациальных и геохимических параметров каждого РУ с эталонами. В качестве таковых были выбраны и обоснованы следующие показатели: гипсометрия современного структурного плана, качество флюидоупоров, толщины коллекторов, нефтегазоносный потенциал нефтематеринских пород и степень интенсивности проявления катагенеза содержащегося в них ОВ.

Оценка этих параметров производилась как экспертным путем (табл. 2), так и непосредственно с использованием значений толщин коллекторов. Отмеченные показатели являлись поправочными коэффициентами РУ. Общие коэффициенты аналогий РУ  $K_a$ , устанавливающие соответствие между плотностями начальных суммарных ресурсов УВ на ЭУ  $q_0$  и РУ  $q_p$ , вычисляются как произведения поправочных коэффициентов

$$K_a = K_1 \times K_2 \times K_3 \times \dots \times K_n \quad (1)$$

Плотности начальных суммарных ресурсов УВ на РУ равны

$$q_p = q_0 \times K_a \quad (2)$$

Поправочные коэффициенты и коэффициенты аналогий РУ, посредством которых оценивались перспективы нефтегазоносности оксфордского, батского, аален-байосского региональных резервуаров исследуемого региона, показана, например, в табл. 3. Далее осуществлялась количественная оценка удельных плотностей ресурсов УВ на РУ (табл. 4).

Итоговые результаты выполненной количественной оценки перспектив нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО содержатся в следующих материалах:

- в сводных таблицах распределения начальных суммарных ресурсов УВ, газа и конденсата по НГО, резервуарам и категориям запасов (табл. 5, 6);

- на картах перспектив нефтегазоносности, построенных для каждого регионального резервуара.

Градация земель по степени перспектив выполнена в традиционном виде для подобных ви-

дов исследований. Выделены перспективные земли II категории, среднеперспективные I и II категорий, пониженных, низких перспектив и бесперспективные. Удельные плотности ресурсов УВ (тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>) по этим категориям соответствуют: 30–50; 20–30; 10–20; 5–10; 1–5.

### Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности резервуаров

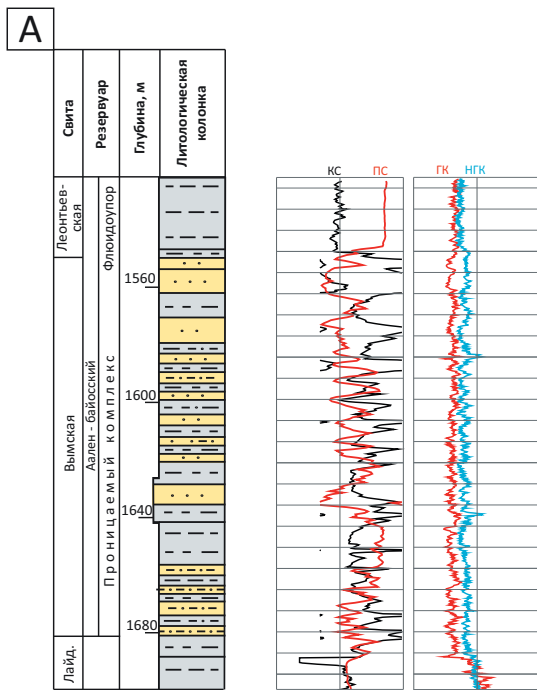
Согласно выполненной количественной оценке, начальные суммарные ресурсы УВ средне-верхнеюрских отложений исследуемого региона составляют 8492,82 млн т усл. УВ, из них газа — 7525,19 млрд м<sup>3</sup> (88,6 %) и конденсата — 967,63 млн т (11,4 %) (см. табл. 6). Почти все ресурсы УВ относятся к прогнозным — 8307,72 млн т усл. УВ (97,82 %), из них по категориям D<sub>1</sub> и D<sub>2</sub> соответственно: 6297,91 (75,8 %) и 2009,81 (24,2 %) млн т усл. УВ. Промышленные запасы УВ по категориям В + С и перспективные ресурсы категории D<sub>0</sub> соответственно равны: 161,1 (1,9 %) и 24 (0,28 %) млн т усл. УВ.

В Енисей-Хатангской НГО прогнозируется 3729,06 (43,91 %) млн т усл. УВ, из них газа — 3323,03 (89,11 %) млрд м<sup>3</sup>, конденсата — 406,03 (10,89 %) млн т; в Гыданской — 4763,76 (56,09 %) млн т усл. УВ соответственно; 4202,16 (88,21 %) млрд м<sup>3</sup>; 561,60 (11,79 %) млн т. Несмотря на меньшую территорию, в Гыданской НГО прогнозируется больший объем ресурсов УВ по сравнению с Енисей-Хатангской. Плотности начальных суммарных ресурсов УВ в отмеченных НГО соответственно равны: 18,96 и 35,18 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>.

### Перспективы нефтегазоносности оксфордского регионального резервуара

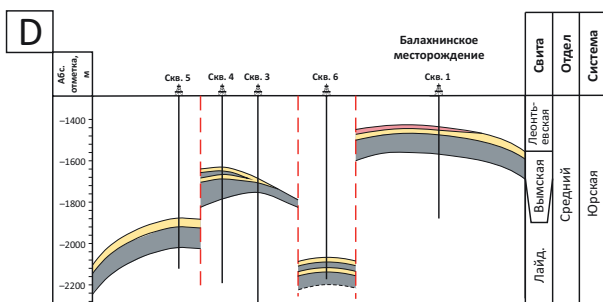
Оксфордский резервуар в пределах исследуемого региона распространен ограниченно. Он развит лишь на юго-востоке Гыданской и юго-восточной окраинной части Енисей-Хатангской НГО (рис. 10). Начальные суммарные ресурсы УВ резервуара составляют 1364,2 млн т усл. УВ (16,06 %) всех ресурсов УВ средне-верхнеюрских отложений, из них газа — 1054,34 млрд м<sup>3</sup> (77,28 %) и конденсата — 360,2 млн т (22,72 %). Плотность ресурсов УВ резервуара по территории его распространения со-

**Рис. 8.** Геологическое строение и основные параметры Балахнинского ЭУ (аален-байосский региональный резервуар)  
**Fig. 8.** Geological structure and main parameters of the Balakhninsky Reference Site (Aalenian-Bajocian regional reservoir)



**C**

Резервуар	Категория ресурсов УВ	Месторождение, подготовленный объект	Геологические запасы усл. УВ				
			газ свобод., млрд м	конденсат, млн т	нефть, млн т	газ раствор., млрд м	Всего усл. УВ, млн т
Аален-байосский		Накопленная добыча	0	0	0	0	0
	C <sub>1</sub>		7,2	0,8	0	0	8
	C <sub>2</sub>		0,4	0	0	0	0,4
	D <sub>2</sub>		0	0	0	0	0
	D <sub>1</sub>		7,2	0	0	0	7,2
Итого по нефтегазоносному комплексу			14,8	0,8	0	0	15,6
Плотность ресурсов, тыс. т усл. УВ/км <sup>2</sup>			9,87	0,53	0	0	10,40



A — типовой разрез аален-байосского резервуара (скв. Балахнинская-1), B — структурное положение и нефтегазоносность ЭУ (Балахнинский вал), C — начальные геологические запасы и ресурсы УВ Балахнинского ЭУ, D — геологический разрез.

**1** — изогипсы по кровле проницаемого комплекса аален-байосского резервуара, м; **породы (2–6): 2** — алевролиты песчанистые, **3** — алевролиты, **4** — алевролиты глинистые, **5** — глины алевролитистые, **6** — глины (аргиллиты).  
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 5–7

A — typical column of the Aalenian-Bajocian reservoir (Balakhninsky-1 well), B — structural position and HC occurrence in the Reference Site (Balakhninsky Swell), C — OOIP and HC resources of the Balakhninsky Reference Site, D — geological cross-section.

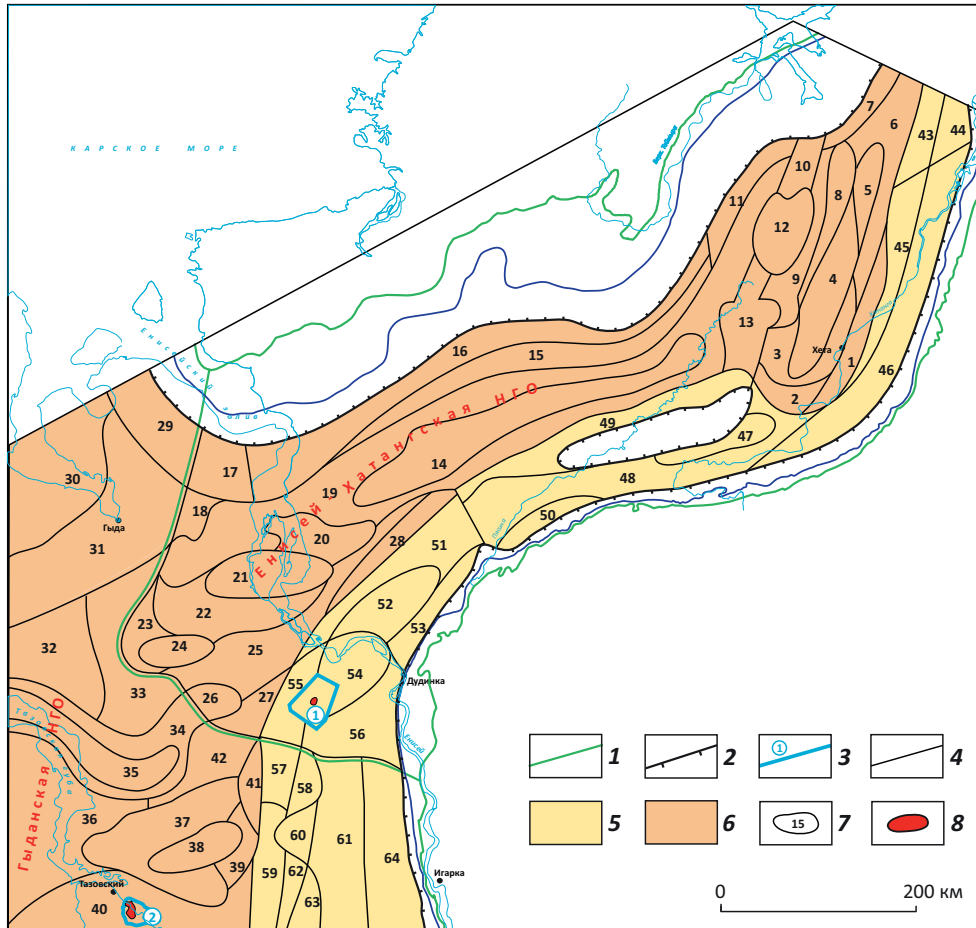
**1** — structural contours over the Top of the permeable sequence of Aalenian-Bajocian reservoir, m; **rocks (2–6): 2** — sandy siltstone, **3** — siltstone, **4** — argillaceous siltstone, **5** — silty clay, **6** — clay (claystone).

For other Legend items see Fig. 5–7



**Рис. 9.** Схема ЭУ и РУ по количественной оценке перспектив нефтегазоносности батского регионального резервуара Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской НГО

**Fig. 9.** Scheme of Reference Sites and sites evaluated in oil and gas occurrence quantitative estimation of the Bathonian regional reservoir in the Yenisei-Khatanga and eastern parts of the Gydan petroleum areas



**Границы (1–4):** 1 — НГО, 2 — распространения отложений батского регионального резервуара, 3 — ЭУ (1 — Зимний, 2 — Тазовский), 4 — РУ; **территории, оцениваемые по эталонным участкам (5, 6):** 5 — Зимнему, 6 — Тазовскому; 7 — номера расчетных участков; 8 — газовые и газоконденсатные месторождения.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

**Boundaries (1–4):** 1 — Petroleum Area, 2 — occurrence of the Bathonian regional reservoir, 3 — Reference Site (1 — Zimny, 2 — Tazovsky), 4 — evaluated site; **territories evaluated using reference sites (5, 6):** 5 — Zimny, 6 — Tazovsky; 7 — number of evaluated site; 8 — gas and gas condensate fields.

For other Legend items see Fig. 1

ставляет 13,27 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>, из них на территориях Енисей-Хатангской и Гыданской НГО соответственно: 12,66 и 13,78 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>.

Запасы и ресурсы УВ резервуара по категориям В<sub>1</sub>, В<sub>2</sub>, D<sub>1</sub> и D<sub>2</sub> соответственно равны: 11,9 (0,87 %); 75,1 (5,5 %); 770,75 (56,49 %) и 506,79 (37,14 %) млн т усл. УВ. Следовательно, основная часть ресурсов УВ резервуара рассматриваемого региона (93,63 %) относится к прогнозным.

Результаты количественного прогноза позволили осуществить районирование территории Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО по степени перспектив резервуара. Наиболее перспективные земли на газ и конденсат — пер-

спективные земли II категории (удельная плотность 30–50 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>) — имеют весьма ограниченное распространение на территории региона. Они прогнозируются лишь в центральной части Ванкоро-Тагульского мезовала Гыданской НГО, где выявлено крупное по запасам УВ Тагульское газоконденсатное месторождение.

Среднеперспективные земли I категории (удельная плотность 20–30 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>) также имеют малое распространение, ограничивая узкой полосой более перспективные земли. Среднеперспективные земли II категории (удельная плотность 10–20 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>) наиболее широко развиты как в Енисей-Хатангской, так и Гыданской НГО.

**Табл. 2.** Экспертная оценка влияния гипсометрии современных структурных планов, качества флюидоупоров и нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО

**Tab. 2.** Expert analysis of the impact of modern structural position, quality of impermeables, and petroleum generation potential of source rocks on petroleum potential of regional reservoirs in Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan petroleum areas

Оценка влияния гипсометрии современного структурного плана на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров		Оценка нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских отложений на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров		Оценка качества флюидоупоров на перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров	
категории перспективных земель	экспертная оценка	категории перспективных земель	экспертная оценка	качество флюидоупора	экспертная оценка
Высоко-перспективные	1	Высокоперспективные	1	Высокое	1
Перспективные	0,9	Перспективные	0,9	Среднее	0,8
Средне-перспективные	0,8	Средних и пониженных перспектив	0,8	Пониженное	0,7
Пониженных перспектив	0,7			Низкое	0,5
Низко-перспективные	0,5				
Весьма низко-перспективные	0,4				

Земли пониженных перспектив (удельная плотность 5–10 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>) приурочены к северо-восточной окраинной части распространения резервуара, а также развиты в Северо-Тазовской впадине и на восточном окончании Гыданской НГО.

**Перспективы нефтегазоносности батского регионального резервуара**

Батский резервуар почти повсеместно распространен в пределах Енисей-Хатангской и Гыданской НГО. Лишь в окраинных их частях его отложения выклиниваются. Кроме того, их отсутствие отмечается на Волочанском мезовале (рис. 11). Начальные суммарные ресурсы УВ резервуара составляют 4587,28 млн т усл. УВ (54,01 %) всех ресурсов УВ средне-верхнеюрских отложений, из них газа — 4058,44 млрд м<sup>3</sup> (88,47 %) и конденсата — 528,84 млн т (11,53 %). Плотность ресурсов УВ на территории региона равна 19,76 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>, в пределах Енисей-Хатангской и Гыданской НГО соответственно 18,96 и 35,18 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>.

Запасы и ресурсы УВ резервуара категорий C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, D<sub>0</sub>, D<sub>1</sub> соответственно равны: 2 (0,1 %); 63,7 (1,38 %); 24 (0,52 %) и 4587,28 (98 %) млн т усл. УВ. Следовательно, в батском резервуаре рассматриваемого региона, как и в оксфордском, основная часть ресурсов УВ относится к категории прогнозных.

Районирование территории исследуемого региона по степени перспектив батского резервуара следующее. В его пределах выделяется 5 категорий земель: от перспективных II категории (удельная плотность 30–50 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>) до земель низких пер-

спектив (удельная плотность 1–5 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>).

Перспективные земли II категории развиты ограниченно, причем только на территории Гыданской НГО. Эти земли прогнозируются в пределах Среднемессояхского, Тазовского и Юрхаровского мезовалов.

Среднеперспективные земли I категории распространены в юго-восточной и центральной частях Гыданской НГО (Танамская мегаседловина, Антипаютинско-Тадебейхинская и восточная часть Большехетской мегасинеклиз), а также на небольшом участке смежной территории Енисей-Хатангской НГО. Среднеперспективные земли II категории широко распространены как в Енисей-Хатангской, так и Гыданской НГО. Они в виде широких полос простираются вдоль Таймырской складчатой области, а также Тунгусской синеклизы и Анабарской антеклизы Сибирской платформы. Кроме того, они прогнозируются в северо-восточной половине Балахнинско-Рассохинской гряды.

Земли пониженных и низких перспектив распространены на территории крупных отрицательных структур: Боганидско-Жданихинского, Беловско-Агапского и Эджанского желобов, а также наиболее прогнутой части Большехетской мегасинеклизы и северо-восточного окончания Северо-Сибирской мегамоноклизы.

**Перспективы нефтегазоносности аален-байосского регионального резервуара.** Аален-байосский резервуар как и вышеописанный, почти повсеместно распространен в рассматриваемом регионе.

**Табл. 3.** Поправочные коэффициенты и коэффициенты аналогий расчетных участков Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО, оцениваемые по Тагульскому ЭУ начальные суммарные ресурсы УВ оксфордского регионального резервуара

**Tab. 3.** Correction factors and analogy factors for sites evaluated in Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan petroleum areas, total initial HC resources of the Oxfordian regional reservoir assessed in the Tagulsky Reference Site

НГО	ЭУ и РУ	Поправочные коэффициенты				Коэффициенты аналогий
		а	б	в	г	
Енисей-Хатангская	Тагульский ЭУ	1	1	1	1	1
	РУ № 1	0,8	1	0,3	0,9	0,22
	РУ № 2	0,9	1	0,3	1	0,27
	РУ № 3	0,8	1	0,4	0,9	0,29
	РУ № 4	0,8	0,9	0,3	0,9	0,19
	РУ № 5	0,9	0,95	0,3	1	0,26
	РУ № 6	0,9	0,95	0,4	0,9	0,34
	РУ № 7	1,0	0,95	0,3	0,9	0,25
	РУ № 8	0,8	0,9	0,4	0,9	0,25
	РУ № 9	0,7	0,9	0,4	0,9	0,22
	РУ № 10	0,8	1	0,5	1	0,4
Гыданская	РУ № 11	0,9	0,95	0,4	1	0,34
	РУ № 12	0,7	1	0,4	1	0,28
	РУ № 13	0,7	0,9	0,4	1	0,25
	РУ № 14	1,0	1	0,4	1	0,4
	РУ № 15	0,9	1	0,4	1	0,36
	РУ № 16	1	0,95	0,4	1	0,38
	РУ № 17	0,8	0,95	0,75	1	0,57
	РУ № 18	0,8	1	0,65	0,9	0,47
	РУ № 19	0,7	0,9	0,4	0,8	0,2
	РУ № 20	0,7	0,8	0,3	1	0,17
	РУ № 21	0,7	1	0,3	1	0,21
	РУ № 22	0,7	1	0,3	1	0,21
	РУ № 23	0,7	0,9	0,4	1	0,25
	РУ № 24	0,8	0,9	0,9	1	0,65

*Примечание.* Поправочные коэффициенты оценки влияния на перспективы нефтегазоносности начальных суммарных ресурсов УВ оксфордского регионального резервуара: а — современного структурного плана, б — качества флюидопора, в — качества коллектора, г — начального нефтегазогенерационного потенциала.

*Note.* Correction factors related to the impact of total initial hydrocarbon resources of the Oxfordian regional reservoir on petroleum potential: а — modern structural geometry, б — quality of impermeables, в — quality of reservoir, г — initial oil and gas generation potential.

Только в окраинных частях Енисей-Хатангской и Гыданской НГО, вблизи Таймырской складчатой области, а также Тунгусской синеклизы и Анабарской антеклизы Сибирской платформы, данные резервуары отсутствуют. Начальные суммарные ресурсы УВ резервуара составляют 2541 млн т усл. УВ (29,93 %) от всех ресурсов УВ средне-верхнеюрских отложений региона, из них газа — 2412,41 млрд м<sup>3</sup> (94,94 %) и конденсата — 128,59 млн т (5,06 %). Плотность ресурсов УВ резервуара на территории региона составляет 10,95 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>, в пределах Енисей-Хатангской и Гыданской НГО — соответственно 5,23 и 11,16 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>.

Запасы и ресурсы УВ резервуара категорий С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub>, D<sub>1</sub>, D<sub>2</sub> соответственно равны 8 (0,31 %); 0,4 (0,06 %); 1029,58 (40,52 %) и 1503,02 (59,15 %) млн т усл. УВ. Следовательно, основная часть ресурсов УВ

аален-байосского резервуара, как и вышеописанных, относится к прогнозным.

Перспективы нефтегазоносности аален-байосского резервуара в пределах исследуемого региона ниже, чем батского. На его территории выделяется лишь три категории земель: среднеперспективные II категории, земли пониженных перспектив и земли низких перспектив (рис. 12).

Первая категория прогнозируется как в Енисей-Хатангской НГО (северо-восточные части Балахнинско-Рассохинской и Мессояхской гряд), так и Гыданской (Гыданский мегавыступ, западное окончание Мессояхской гряды). Земли пониженных перспектив преимущественно распространены в краевых частях Енисей-Хатангской и Гыданской НГО, вблизи Таймырской складчатой области, а также Курейской синеклизы и Анабарской антеклизы



**Табл. 4.** Начальные суммарные ресурсы УВ оксфордского регионального резервуара Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО

**Tab. 4.** Total initial HC resources of the Oxfordian regional reservoir in Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan petroleum areas

НГО	ЭУ и РУ	Площади ЭУ и РУ, км <sup>2</sup>	Удельная плотность начальных суммарных ресурсов усл. УВ ЭУ и РУ			Начальные суммарные ресурсы усл. УВ ЭУ и РУ		
			газ свободный, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	конденсат, тыс. т/км <sup>2</sup>	всего усл. УВ, тыс. т/км <sup>2</sup>	газ свободный, млрд м <sup>3</sup>	конденсат, млн т	всего усл. УВ, млн т
Расчетные участки, оцениваемые по Тагульскому эталонному участку								
Енисей-Хатангская	Тагульский ЭУ	2520	31,3	9,2	40,5	78,88	23,12	102
	РУ № 1	8122	6,76	1,99	8,75	54,9	16,17	71,07
	РУ № 2	2375	8,46	2,49	10,95	20,09	5,92	26,01
	РУ № 3	5692	9,01	2,65	11,66	51,28	15,09	66,37
	РУ № 4	1399	6,08	1,79	7,87	8,51	2,5	11,01
	РУ № 5	4767	8,03	2,36	10,39	38,28	11,25	49,53
	РУ № 6	3768	10,7	3,15	13,85	40,32	11,87	52,19
	РУ № 7	6781	8,03	2,36	10,39	54,45	16	70,45
	РУ № 8	2463	7,89	2,32	10,21	19,43	5,72	25,15
	РУ № 9	2664	7,1	2,08	9,18	18,91	5,55	24,46
	РУ № 10	3252	12,52	3,68	16,2	40,72	11,96	52,68
	РУ № 11	3095	10,7	3,15	13,85	33,12	9,75	42,87
	<b>Всего</b>	<b>46898</b>				<b>458,89</b>	<b>134,9</b>	<b>593,79</b>
Гыданская	РУ №12	3791	8,7	2,64	11,34	32,98	10,01	42,99
	РУ № 13	2793	7,89	2,32	10,21	22,04	6,48	28,52
	РУ № 14	1158	12,52	3,68	16,2	14,5	4,26	18,76
	РУ № 15	1165	11,27	3,31	14,58	13,13	3,86	16,99
	РУ № 16	1142	11,89	3,5	15,39	13,58	4	17,58
	РУ № 17	7801	17,85	5,25	23,1	139,25	40,95	180,2
	РУ № 18	5130	14,68	4,32	19	75,31	22,16	97,47
	РУ № 19	4735	6,31	1,86	8,17	29,88	8,8	38,68
	РУ № 20	11562	5,26	1,54	6,8	60,82	17,8	78,62
	РУ № 21	3071	6,58	1,93	8,51	20,21	5,92	26,13
	РУ № 22	3202	6,58	1,93	8,51	21,07	6,18	27,25
	РУ № 23	4633	7,89	2,32	10,21	36,55	10,75	47,3
	РУ № 24	5735	20,25	5,95	26,2	116,13	34,13	150,26
	<b>Всего</b>	<b>55 918</b>				<b>595,45</b>	<b>175,3</b>	<b>770,75</b>
<b>Итого</b>	<b>102 816</b>				<b>1054,34</b>	<b>310,2</b>	<b>1364,54</b>	
В том числе:								
Енисей-Хатангская НГО	<b>46 898</b>				<b>458,89</b>	<b>134,9</b>	<b>593,79</b>	
Гыданская НГО	<b>55 918</b>				<b>595,45</b>	<b>175,3</b>	<b>770,75</b>	



**Табл. 5.** Распределение начальных суммарных ресурсов УВ, газа и конденсата по фазовому составу, нефтегазоносным областям и категориям средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО

**Tab. 5.** Distribution of total initial HC, gas, and condensate resources according to fluid content, oil and gas bearing areas, and categories of Middle-Upper Jurassic deposits in the Yenisei-Khatanga and neighbouring Gydan petroleum areas

Состав УВ	НГО	Промышленные запасы УВ				Перспективные ресурсы УВ	Прогнозные ресурсы УВ		Начальные суммарные ресурсы УВ
		V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		D <sub>0</sub>	D <sub>1</sub>	
Газ, млрд м <sup>3</sup>	Енисей-Хатангская	0	0	2	11	0	714,39	2595,64	3323,03
	Гыданская	9,4	59,5	0	45,5	20	3731,27	336,49	4202,16
	<b>Всего</b>	<b>9,4</b>	<b>59,5</b>	<b>2</b>	<b>56,5</b>	<b>20</b>	<b>4445,66</b>	<b>2932,13</b>	<b>7525,19</b>
Конденсат, млн т	Енисей-Хатангская	0	0	0,8	0	0	0	405,23	406,03
	Гыданская	2,5	15,6	0	7,2	4	532,3	0	561,6
	<b>Всего</b>	<b>2,5</b>	<b>15,6</b>	<b>0,8</b>	<b>7,2</b>	<b>4</b>	<b>532,3</b>	<b>405,23</b>	<b>967,63</b>
Начальные суммарные ресурсы УВ, млн т усл. УВ	Енисей-Хатангская	0	0	2,8	11	0	714,39	3000,87	3729,06
	Гыданская	11,9	75,1	0	52,7	24	4263,57	336,49	4763,76
	<b>Итого</b>	<b>11,9</b>	<b>75,1</b>	<b>2,8</b>	<b>63,7</b>	<b>24</b>	<b>4977,96</b>	<b>3337,36</b>	<b>8492,82</b>

**Табл. 6.** Распределение начальных суммарных ресурсов УВ (млн т усл. УВ), газа (млрд м<sup>3</sup>) и конденсата (млн т) по резервуарам, фазовому составу и категориям средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО

**Tab. 6.** Distribution of total initial HC (mln tons of HC equivalent), gas (BCM), and condensate (mln tons) resources according to reservoirs, fluid content, and categories of Middle-Upper Jurassic deposits in the Yenisei-Khatanga and neighbouring Gydan petroleum areas

Резервуары	Фазовый состав УВ	Промышленные запасы УВ				Перспективные ресурсы УВ	Прогнозные ресурсы УВ		Начальные суммарные ресурсы УВ
		V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>		D <sub>0</sub>	D <sub>1</sub>	
Оксфордский	Газ	9,4	59,5	0	0	0	595,45	389,99	1054,34
	Конденсат	2,5	15,6	0	0	0	175,3	116,8	310,2
	<b>Всего</b>	<b>11,9</b>	<b>75,1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>770,75</b>	<b>506,79</b>	<b>1364,54</b>
Батский	Газ	0	0	2	56,5	20	3979,94	0	4058,44
	Конденсат	0	0	0	7,2	4	517,64	0	528,84
	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>63,7</b>	<b>24</b>	<b>4497,58</b>	<b>0</b>	<b>4587,28</b>
Аален-байосский	Газ	0	0	7,2	0,4	0	977,67	1427,14	2412,41
	Конденсат	0	0	0,8	0	0	51,91	75,88	128,59
	<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>0,4</b>	<b>0</b>	<b>1029,58</b>	<b>1503,02</b>	<b>2541</b>
Верхне-и средне-юрский	Газ	9,4	59,5	9,2	56,9	20	5553,06	1817,13	7525,19
	Конденсат	2,5	15,6	0,8	7,2	4	744,85	192,68	967,63
	<b>Всего</b>	<b>11,9</b>	<b>75,1</b>	<b>10</b>	<b>64,1</b>	<b>24</b>	<b>6297,91</b>	<b>2009,81</b>	<b>8492,82</b>

Сибирской платформы. Кроме того, они прогнозируются на бортах Большехетской мегасинеклизы.

Низкоперспективные земли прогнозируются в наиболее прогнутых частях рассматриваемых НГО, в пределах Боганидско-Жданихинского, Беловско-Агапского желобов, Антипаютинско-Тадебяхинской и Большехетской мегасинеклиз.

**Сравнительный анализ результатов количественных оценок перспектив нефтегазоно-**

**сти средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской НГО**

Результаты последней утвержденной официальной количественной оценки перспектив нефтегазоносности Хатангско-Вилуйской НПП и ее составной части, Енисей-Хатангской НГО, не опубликованы. Ниже приведен сравнительный анализ количественных оценок средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской НГО, выполненных

**Табл. 7.** Сравнение результатов количественных оценок перспектив нефтегазоносности средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской НГО<sup>2</sup>

**Tab. 7.** Comparison of the results of petroleum potential quantitative estimation in the Middle-Upper Jurassic deposits of the Yenisei-Khatanga Petroleum Area<sup>2</sup>

Количественные оценки перспектив нефтегазоносности		Авторская количественная оценка	Количественная оценка А.П. Афанасенкова		
Методы количественной оценки перспектив нефтегазоносности		Геологический способ по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади	Метод бассейнового моделирования		
Единицы измерения начальных суммарных ресурсов УВ		млн т усл. УВ			
Оцениваемые нефтегазоносные территории		Енисей-Хатангская НГО	Западная часть Енисей-Хатангской НГО	Восточная часть Енисей-Хатангской НГО	Енисей-Хатангская НГО в целом
Резервуары нефти и газа	Оксфордский	594	1022	987	2009
	Батский	2106	1207	2162	3369
	Аален-байосский	1511	1081	1035	2116
Средне-верхнеюрские отложения в целом		4211	3310	4184	7494

авторами статьи и известным специалистом по геологическому строению этого региона А.П. Афанасенковым<sup>2</sup>.

В соответствии с авторской количественной оценкой, начальные суммарные ресурсы УВ средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской НГО, оцененные геологическим способом по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади, составляют 4211 млн т усл. УВ, из них оксфордского, батского и аален-байосского региональных резервуаров — соответственно 594 (14,1 %); 2106 (50 %) и 1511 (35,9 %) млн т усл. УВ (табл. 7).

Результаты количественной оценки перспектив нефтегазоносности одновозрастных отложений этой НГО, выполненной А.П. Афанасенковым методом бассейнового моделирования, соответственно составляют: 2009 (26,8 %); 3369 (45 %) и 2116 (28,2 %) млн т усл. УВ.

Приведенные выше результаты рассматриваемых количественных оценок перспектив нефтегазоносности Енисей-Хатангской НГО свидетельствуют о том, что как средне-верхнеюрские отложения в целом, так и содержащиеся в них региональные резервуары существенно выше оценены А.П. Афанасенковым, чем авторами статьи. Особенно значимы расхождения оценок оксфордского и батского резервуаров. По мнению авторов статьи, количественная оценка этих резервуаров А.П. Афанасенковым завышена на основании следующего.

1. Как известно, проницаемый комплекс оксфордского резервуара в пределах Енисей-Хатангской НГО представлен нижнесиговской подсвитой (песчаный пласт Ю<sub>1</sub>), распространение которого закартировано по скважинным данным лишь в виде узкой полосы вдоль южной границы рассматриваемой НГО. На остальной существенно большей части ее территории отложения резервуара представлены в основном алевритово-глинистыми отложениями яновстанской и гольчихинской свит, являющимися флюидоупорами.

2. По мнению авторов статьи, А.П. Афанасенковым завышены ресурсы УВ и батского резервуара, о чем свидетельствует его оценка ресурсов УВ западной и восточной частей Енисей-Хатангской НГО — соответственно 1207 и 2162 млн т усл. УВ (см. табл. 7). Как известно, проницаемый комплекс батского резервуара представлен мальшевской свитой, состав которой в восточной части рассматриваемой НГО существенно более заглинизирован, чем в западной. Тем не менее А.П. Афанасенков оценил ее ресурсы УВ почти в два раза выше, чем западной. Отмеченное значительное различие оценок резервуаров УВ батского резервуара западной и восточной частей прогиба, по-видимому, обусловлено технической ошибкой. Об этом свидетельствуют примерно равные оценки перспектив нефтегазоносности аален-байосского резервуаров западной и восточной частей прогиба, а также она коррелирует с авторской оценкой этого резервуара.

### Заключение

В статье впервые на базе ранее подготовленной и опубликованной авторами статьи обширной и раз-

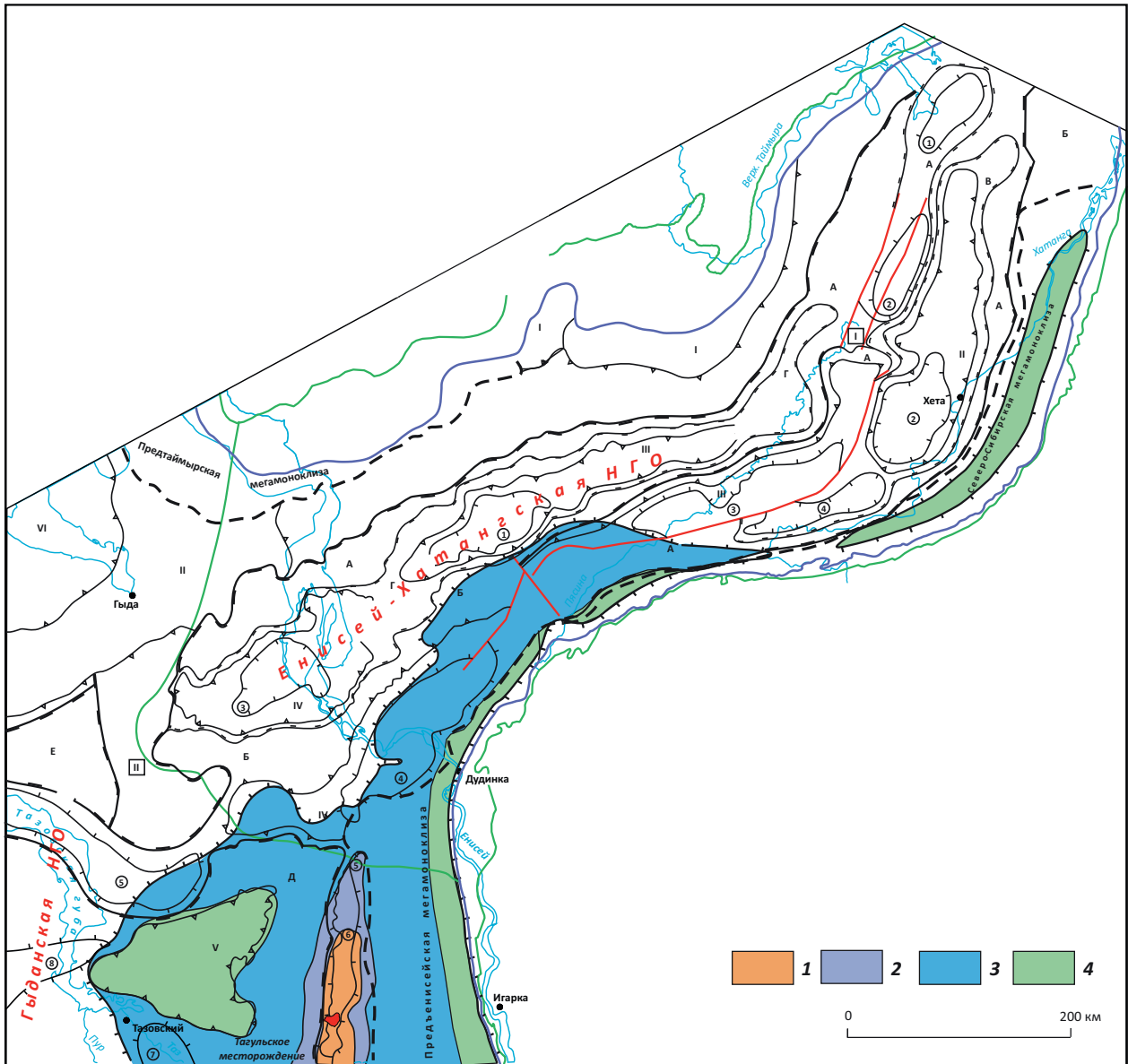
<sup>2</sup>Афанасенков А.П. Геология и перспективы нефтегазоносности севера Сибирской платформы : автореф. дисс. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 2019. – 375 с.



DISCUSSIONS

**Рис. 10.** Карта перспектив нефтегазоносности оксфордского регионального резервуара Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО (тектоническая основа по [8])

**Fig. 10.** Map of hydrocarbon potential of the Oxfordian regional reservoir in the Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan Petroleum Area (the tectonic base is taken from [8])



**Категории перспективных земель (1–4):** 1 — перспективные земли II категории (удельная плотность 30–50 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>), 2 — среднеперспективные земли I категории (удельная плотность 20–30 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>), 3 — среднеперспективные земли II категории (удельная плотность 10–20 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>), 4 — земли пониженных перспектив (удельная плотность 5–10 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 9

**Categories of promising lands (1–4):** 1 — II-nd Category promising lands (specific density 30–50 thousand tons of HC equivalent per km<sup>2</sup>), 2 — I-st Category middling promising lands (specific density 20–30 thousand tons of HC equivalent per km<sup>2</sup>), 3 — II-nd Category middling-promising lands (specific density 10–20 thousand tons of HC equivalent per km<sup>2</sup>), 4 — I-st Category lower-promising lands (specific density 5–10 thousand tons of HC equivalent per km<sup>2</sup>).

For other Legend items see Fig. 1, 9

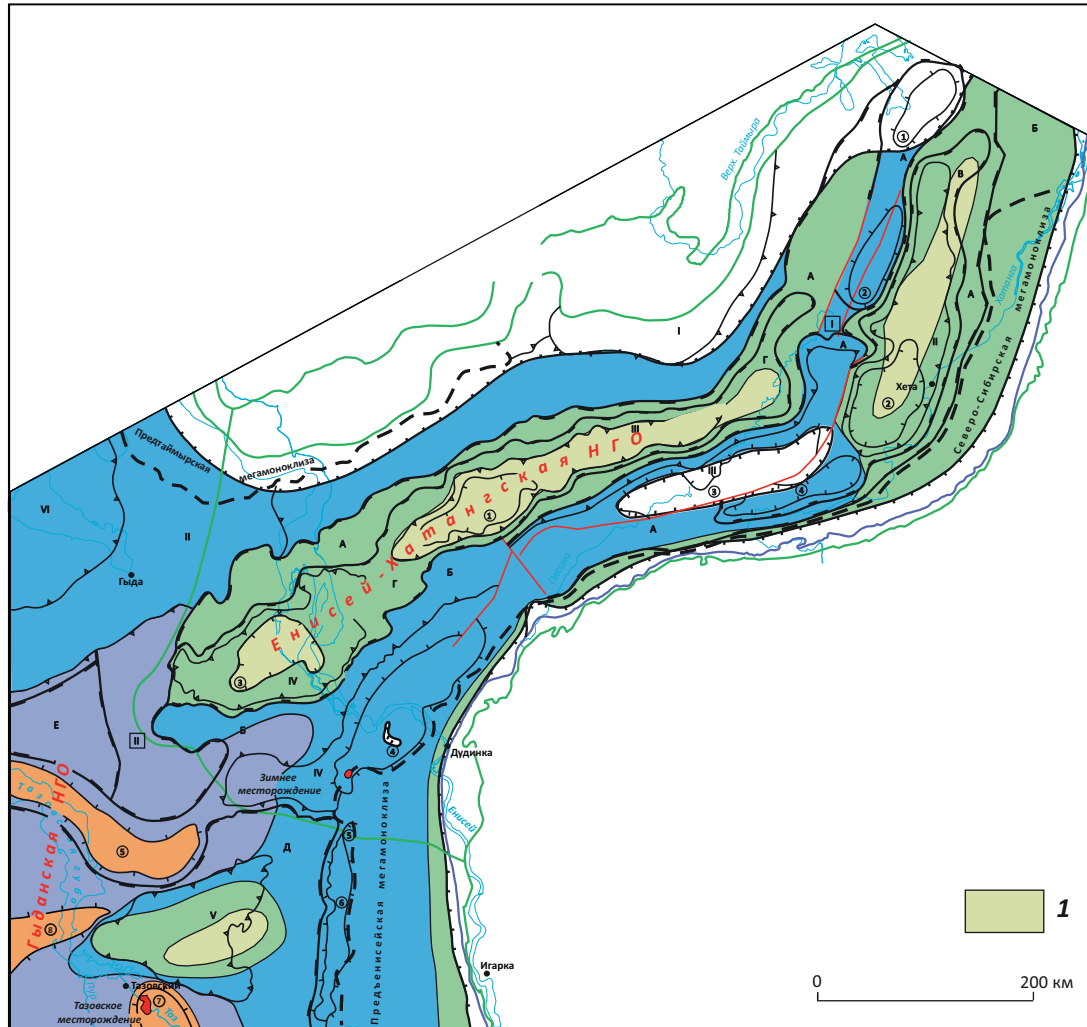
нообразной исходной геологической информации с использованием современного метода выполнена количественная оценка перспектив нефтегазоносности оксфордского, батского и аален-байосского региональных резервуаров средне-верхнеюрских

отложений Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО.

В качестве исходной геологической информации для количественной оценки перспектив нефтегазоносных резервуаров были использова-

**Рис. 11.** Карта перспектив нефтегазоности батского регионального резервуара (пласты Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub>) Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО (тектоническая основа по [8])

**Fig. 11.** Map of hydrocarbon potential of the Bathonian regional reservoir (Ю<sub>2</sub>–Ю<sub>4</sub> beds) in the Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan Petroleum Area (the tectonic base is taken from [8])



**1** — земли низких перспектив (удельная плотность 1–5 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 9, 10

**1** — 1-st Category low-promising lands (specific density 1–5 thousand tons of HC equivalent per km<sup>2</sup>).

For other Legend items see Fig. 1, 9, 10

ны следующие опубликованные авторами статьи карты: структурные по кровле проницаемых комплексов резервуаров; толщин и вещественного состава проницаемых комплексов резервуаров; палеогеографические, проницаемых комплексов и флюидоупоров каждого резервуара; прогноза толщин песчаников, коллекторов и оценки качества флюидоупоров; генерации УВ и катагенетической преобразованности ОВ нефтегазоматеринских отложений лайдинской, леонтьевской свит и верхнесиговской подсвиты.

Количественная оценка перспектив нефтегазоности региональных резервуаров осуществлена геологическим способом по удельным плотностям запасов УВ на единицу площади, который является составной частью метода геологических аналогий.

Этот метод адекватно учитывает особенности геологического строения рассматриваемого региона и степень его изученности геолого-разведочными работами.

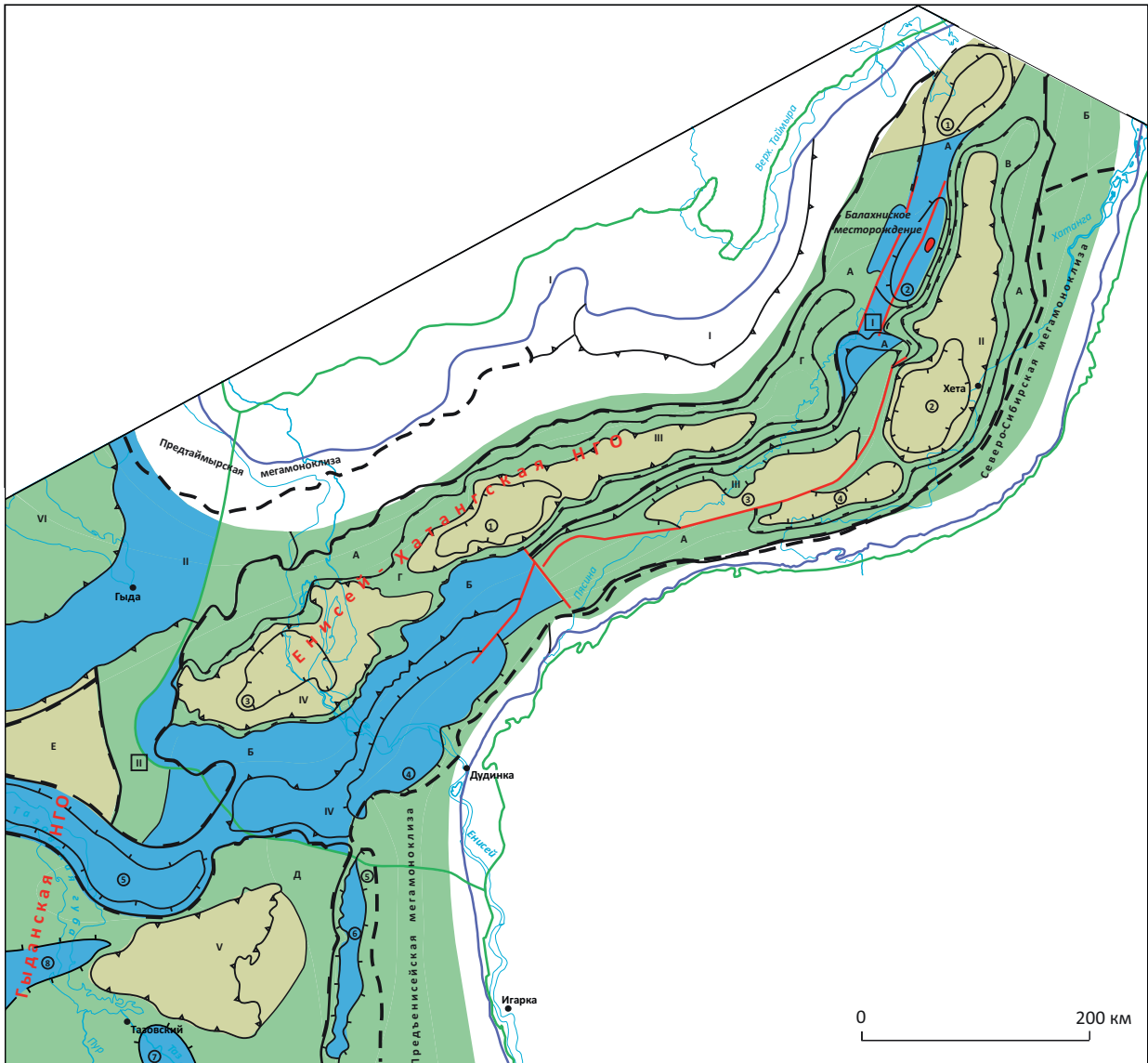
В средне-верхнеюрских отложениях рассматриваемого региона прогнозируются только газ и конденсат. Среди региональных резервуаров наибольшими ресурсами УВ обладает батский резервуар, меньшими — аален-байосский и минимальными — оксфордский. Невысокие перспективы нефтегазоности последнего резервуара обусловлены его весьма ограниченным распространением на территории исследуемого региона.

Оксфордский резервуар распространен лишь в юго-восточной части региона. В более северной и западной его частях отмечается полная или поч-



**Рис. 12.** Карта перспектив нефтегазоносности аален-байосского регионального резервуара Енисей-Хатангской и смежной территории Гыданской НГО (тектоническая основа по [8])

**Fig. 12.** Map of hydrocarbon potential of the Aalenian-Bajocian regional reservoir in the Yenisei-Khatanga and neighbouring territory of the Gydan Petroleum Area (the tectonic base is taken from [8])



Усл. обозначения см. на рис. 1, 9–11

For Legend see Fig. 1, 9–11

ти полная глинизация проницаемого комплекса. Начальные суммарные ресурсы УВ резервуара оцениваются в 1364,2 млн т усл. УВ, из них газа — 1054,34 млрд м<sup>3</sup> и конденсата — 360,2 млн т. Плотность ресурсов УВ резервуара по территории его распространения составляет 13,77 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>, в пределах Енисей-Хатангской и Гыданской НГО соответственно: 12,66 и 13,78 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>. Основная часть прогнозируемых ресурсов УВ (93,63 %) относится к категории прогнозных; промышленные запасы составляют лишь 6,37 %.

Перспективы нефтегазоносности оксфордского резервуара изменяются от земель пониженных перспектив до перспективных II категории. Наи-

более перспективные земли (перспективные земли II категории и среднеперспективные I категории) распространены весьма ограниченно. Они прогнозируются лишь на крайнем юге региона, в пределах Ванкоро-Тагульского вала.

Батский резервуар почти повсеместно распространен в Енисей-Хатангской и Гыданской НГО. Его начальные суммарные ресурсы УВ составляют 4587,28 млн т усл. УВ, из них газа — 4058,44 млрд м<sup>3</sup> и конденсата — 528,84 млн т. Плотность ресурсов УВ на территории региона равна 19,76 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>, в пределах Енисей-Хатангской и Гыданской НГО — соответственно 18,96 и 35,18 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>. Основная часть прогнозируемых ресурсов УВ (98,52 %),

как и оксфордского резервуара, относится к категории прогнозных, и лишь 1,48 % — к промышленным запасам.

Перспективы нефтегазоносности резервуара существенно выше описанных ранее. На территории региона распространены земли пяти категорий — от перспективных земель II категории до низких перспектив. Наиболее перспективные земли (перспективные земли II и среднеперспективные I категории) прогнозируются в пределах Среднемессояхского мезовала, Танамской мегаседловины, Антипаютинско-Тадебеяхинской и восточной части Большехетской мегасинеклиз.

Аален-байосский резервуар, как и вышеописанный, почти повсеместно распространен в рассматриваемом регионе. Начальные суммарные ресурсы УВ его составляют 2541 млн т усл. УВ, из них газа — 2412,41 млрд м<sup>3</sup> и конденсата — 128,59 млн т. Плотность ресурсов УВ на территории региона равна 10,95 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>, в пределах Енисей-Хатангской и Гыданской НГО соответственно 5,23 и 11,16 тыс. т усл. УВ/км<sup>2</sup>. Основная часть прогнозируемых ресурсов (99,63 %), как и вышеотмеченных резервуаров, относится к категории прогнозных, только 0,37 % — к промышленным запасам.

Перспективы нефтегазоносности резервуара на большей части территории региона низкие и пониженные. Наиболее перспективные земли (среднеперспективные земли II категории) прогно-

зируются на Мессояхской и северной части Балахинско-Рассохинской гряд, Танамской мегаседловине, Среднемессояхского и Ванкоро-Тагульского мезовалов.

В целом средне-верхнеюрские отложения рассматриваемого региона обладают наибольшими перспективами нефтегазоносности в его юго-западной части, в пределах Мессояхской гряды, Танамской седловины, Юрхаровского, Тазовского и Ванкоро-Тагульского мезовалов. В северо-восточном направлении от отмеченного района перспективы нефтегазоносности относительно постепенно уменьшаются и минимальные их значения прогнозируются на его крайнем северо-востоке. Приведенная закономерность обусловлена следующими причинами: углублением залегания отложений в отмеченном направлении и, как следствие этого, — снижением значений фильтрационно-емкостных свойств коллекторов; глинизацией разрезов отложений и повышением в этом направлении степени неоднородности строения и состава отложений.

Сопоставление результатов авторской количественной оценки перспектив нефтегазоносности средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской НГО с последней официальной оценкой этих отложений не приведено, поскольку она не опубликована.

## Литература

1. Шемин Г.Г., Первухина Н.В., Вахромеев А.Г., Деев Е.В., Глазырин П.А., Смирнов М.Ю., Сапьяник В.В., Москвин В.И. Модели строения и условия образования региональных резервуаров средне-верхнеюрских отложений Енисей-Хатангской и восточной части Гыданской нефтегазоносных областей сибирского сектора Арктики // Геология нефти и газа. — 2020. — № 6. — С. 53–76. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-53-76.
2. Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Кузнецов Л.А., Куликов Д.В., Хмелевский В.Б., Азарнов А.Н., Накаряков В.Д., Полякова И.Д., Сибгатуллин В.Г., Соболева Е.И., Старосельцев В.С., Степаненко Г.Ф. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Выпуск 3. Енисей-Хатангский бассейн. — Новосибирск : ОИГГ СОРАН, 1994. — 71 с.
3. Глаголев П.Л., Мазанов В.Ф., Михайлова М.П. Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. — М. : Изд-во ИГиРГИ, 1994. — 118 с.
4. Афанасенков А.П., Ермолова Т.Е., Мушин И.А., Фролов Б.К. Седиментационно-емкостная модель юрских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской (западная часть) нефтегазоносных областей // Вести газовой науки. — 2017. — Т. 31. — № 3. — С. 59–78.
5. Шемин Г.Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. — Новосибирск : Издательство СО РАН, 2014. — 362 с.
6. Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. — М. : Гостоптехиздат, 1957. — 480 с.
7. Леворсен А. Геология нефти и газа. — М. : Мир, 1970. — 640 с.
8. Фомин М.А. Анализ тектонического строения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба по опорным горизонтам и тектонические предпосылки его нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2011. — № 9. — С. 4–20.
9. Гурова Т.И., Антонова Т.Ф., Кондрина К.С. Роль литогенеза в формировании и сохранении залежей нефти и газа. — М. : Недра, 1974. — 136 с.
10. Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2011. — Т. 6. — № 3. — Режим доступа: [https://ngtr.ru/rub/1/31\\_2011.pdf](https://ngtr.ru/rub/1/31_2011.pdf) (дата обращения 05.03.2021).
11. Афанасенков А.П., Петров А.Л., Грайзер Э.М. Геохимическая характеристика и нефтегазогенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Геология нефти и газа. — 2018. — № 6. — С. 109–127. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127.
12. Аленин В.В., Батурич Ю.Н., Белонин М.Д., Богатский В.И., Бочкарев В.С., Бражеников О.Г., Бурштейн Л.М., Васерман Б.Я., Ветчинский В.Э. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата. — М. : ВНИГНИ, 2000. — 189 с.

## References

1. Shemin G.G., Pervukhina N.V., Vakhromeev A.G., Deev E.V., Glazyrin P.A., Smirnov M.Yu., Sap'yanik V.V., Moskvina V.I. Regional Middle-Upper Jurassic reservoirs in the Yenisei-Khatanga and eastern parts of the Gydan oil and gas bearing areas within the Siberian sector of Arctic: structural models and conditions of formation. *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(6):53–76. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-53-76. In Russ.
2. Kontorovich A.Eh., Grebenyuk V.V., Kuznetsov L.A., Kulikov D.V., Khmelevskii V.B., Azarnov A.N., Nakaryakov V.D., Polyakova I.D., Sibgatullin V.G., Soboleva E.I., Starosel'tsev V.S., Stepanenko G.F. Neftegazonosnye basseiny i regiony Sibiri. Vypusk 3. Enisei-Khatangskii bassein [Siberian petroleum basins and regions. Issue 3. Yenisei-Khatanga basin]. Novosibirsk: OIGG SORAN; 1994. 71 p. In Russ.
3. Glagolev P.L., Mazanov V.F., Mikhailova M.P. Geology and petroleum potential of the Yenisei-Khatanga Depression. Moscow: Izdatelstvo IGIRGI; 1994. 117 p. In Russ.
4. Afanasenkov A.P., Ermolova T.E., Mushin I.A., Frolov B.K. Sedimentation-capacitive model for Jurassic deposits of Gydan and Yenisey-Khatanga (western part) oil-gas-bearing regions. *Vesti gazovoi nauki*. 2017;(3):59–78. In Russ.
5. Shemin G.G. Regional'nye rezervuary nefti i gaza yurskikh otlozhenii severa Zapadno-Sibirskoi provintsii [Regional oil and gas reservoirs in the Jurassic formations of the northern West Siberian province]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2014. 362 p. In Russ.
6. Brod I.O., Eremenko N.A. Osnovy geologii nefti i gaza [The outlines of oil and gas geology]. Moscow: Gostoptekhizdat; 1957. 480 p. In Russ.
7. Levorsen A.I. Geology of petroleum. San-Francisco: Freeman & Co; 1954. 703 p.
8. Fomin M.A. Analysis of tectonic structure of Mesozoic and Cainozoic sedimentary cover of the Yenisei-Khatanga regional trough and tectonic criteria of its oil-and-gas content. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2011;(9):4–20. In Russ.
9. Gurova T.I., Antonova T.F., Kondrina K.S. Rol' litogeneza v formirovanii i sokhranении zalezhei nefti i gaza [Role of lithogenesis in formation and retention of oil and gas accumulations]. Moscow: Nedra; 1974. 136 p. In Russ.
10. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. Geochemical aspects of Lower and Middle Jurassic sediments of the West-Siberian plate in view of hydrocarbon potential evaluation. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(3). Available at: [https://ngtp.ru/rub/1/31\\_2011.pdf](https://ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf) (accessed 05.03.2021). In Russ.
11. Afanasenkov A.P., Petrov A.L., Grayzer E.M. Geochemical description and oil-and-gas generation potential of Mesozoic formations within the Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions. *Geologiya nefti i gaza*. 2018;(6):109–127. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127. In Russ.
12. Alenin V.V., Baturin Yu.N., Belonin M.D., Bogatskii V.I., Bochkarev V.S., Brazhenikov O.G., Burshtein L.M., Vaserman B.Ya., Vetchinskii V.Eh. Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoi i ehkonomicheskoi otsenke resursov nefti, gaza i kondensata [Methodology manual for quantitative and economical assessment of resources of oil, gas and condensate in Russia]. Moscow: VNIGNI; 2000. 189 p. In Russ.

## Информация об авторах

## Шемин Георгий Георгиевич

Доктор геолого-минералогических наук,

главный научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики

им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3

e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-6579-3425

## Глазырин Павел Андреевич

Студент

ФГАОУ ВО «Новосибирский национальный исследовательский государственный университет»,

630090 Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2

e-mail: glazyrinpa@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-8514-6516

## Вахромеев Андрей Гелиевич

Доктор геолого-минералогических наук,

заведующий лабораторией

ФГБУН «Институт земной коры СО РАН»,

664033 Иркутск, ул. Лермонтова, д. 128

e-mail: andrey\_igr@mail.ru

ORCID ID: 0000-0002-0712-6568

## Бостриков Олег Игоревич

Кандидат геолого-минералогических наук,

ведущий научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт имени А.П. Карпинского»,

199106 Санкт-Петербург, Средний пр-т, 74

e-mail: Oleg\_Bostrikov@vsegei.ru

## Information about authors

## Georgii G. Shemin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,

Chief Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,

Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prosp. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: SheminGG@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-6579-3425

## Pavel A. Glazyrin

Student

Novosibirsk

State University,

2, ul. Pirogova, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: glazyrinpa@ipgg.sbras.ru

ORCID ID: 0000-0001-8514-6516

## Andrei G. Vakhromeev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,

Head of Laboratory

Institute of the Earth's Crust SB RAS,

128, ul. Lermontova, Irkutsk, 664033, Russia

e-mail: andrey\_igr@mail.ru

ORCID ID: 0000-0002-0712-6568

## Oleg I. Bostrikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Leading Researcher

A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI)

74, Vasilyevskogo ostrova, Sredniy prosp.,

Saint Petersburg, 199106, Russia

e-mail: Oleg\_Bostrikov@vsegei.ru



**Деев Евгений Викторович**

Доктор геолого-минералогических наук,  
ведущий научный сотрудник  
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А.А. Трофимука СО РАН»,  
630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3  
e-mail: deev@ngs.ru  
ORCID ID: 0000-0002-8300-6736

**Смирнов Максим Юрьевич**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
заместитель директора по геофизике  
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский  
геологический нефтяной институт»,  
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: smirnov@vnigni.ru

**Москвин Валерий Иванович**

Доктор геолого-минералогических наук,  
ведущий научный сотрудник  
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики  
им. А.А. Трофимука СО РАН»,  
630090 Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, д. 3  
e-mail: moskvinvi@ipgg.sbras.ru  
ORCID ID: 0000-0002-9221-2806

**Evgeny V. Deev**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Leading Researcher  
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,  
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,  
3, prosp. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia  
e-mail: deev@ngs.ru  
ORCID ID: 0000-0002-8300-6736

**Maxim Yu. Smirnov**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Deputy Director for Geophysics  
All-Russian Research  
Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: smirnov@vnigni.ru

**Valery I. Moskvin**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,  
Leading Researcher  
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,  
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,  
3, prosp. Akademika Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia  
e-mail: moskvinvi@ipgg.sbras.ru  
ORCID ID: 0000-0002-9221-2806